АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №21033693

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора по геологии и разработке АО «Эмбамунайгаз»

_____ ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

«____» _____ 2026

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАМЫШИТОВОЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЕ

Договор №1195769/2026/1 от 10.03.2026г.

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

Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке **ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.**

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИИ

Рев. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	текст	Для представления Заказчику	
	текст	Для представления ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для согласования ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для сдачи в архив ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для сдачи в архив Заказчика	
	текст	Для сдачи в архив АФ КМГИ	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта,
Начальник управления разработки месторождений ЭМГ
_____ Гуковский Д.А. (общее руководство)

Ответственный исполнитель по разработке,
Старший инженер управления разработки месторождений ЭМГ
_____ Жақанова Ж.А. (главы 1, 3, 4, 8, 9, 13)

Ответсвенный исполнитель по геологии,
Старший инженер управления геологии и геологоразведки
_____ Ерниязова А.М. (главы 2, 11)

Эксперт управления геофизики и петрофизики
_____ Абылхаиров А.И. (разделы 2.2, 2.4)

Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики
_____ Утепова Ш.Д. (разделы 2.2, 2.4)

Старший инженер управления геологии и геологоразведки
_____ Ермеков Э.В. (раздел 2.3)

Старший инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин
_____ Кужагалиев А.Б. (глава 7)

Инженер управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции
_____ Каким А.С. (разделы 6.3, 6.4, 6.5, 6.6)

Инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа
_____ Дюсемалиев А.Б. (разделы 6.1, 6.2)

Эксперт управления по борьбе с осложнениями при разработке месторождений
_____ Тұрмағанбет С.Е. (раздел 6.2)

Инженер управления бюджетирования и экономических исследований
_____ Аланбаева А.В. (главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)

Инженер управления экологии
_____ Молдабаев С.Е. (глава 10)

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

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п		Наименование	Стр.
		РЕФЕРАТ	16
		ВВЕДЕНИЕ	17
1		**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**	21
2		**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**	23
	2.1	Характеристика геологического строения	23
	2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	44
	2.3	Состав и свойства нефти и газа эксплуатационных объектов	60
	2.4	Физико-гидродинамические характеристики	83
	2.5	Запасы нефти и газа	88
3		**ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**	100
	3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	100
	3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	108
	3.2.1	*Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки*	108
	3.2.2	*Анализ выработки запасов нефти из пластов*	143
	3.2.3	*Анализ эффективности реализуемой системы разработки*	152
	3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	158
	3.3.1	*Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки*	158
	3.3.2	*Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки*	159
	3.4	Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	161
	3.4.1	*Обоснование выделения эксплуатационных объектов*	161
	3.4.2	*Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики*	164
	3.4.3	*Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки*	167
	3.4.4	*Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин*	169
	3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	171
4		**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**	177
	4.1	Технологические показатели вариантов разработки	177
	4.2	Экономические показатели вариантов разработки	190
	4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	201
5		**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**	202
6		**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**	204

№№ п/п	Наименование		Стр.
	6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	204
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	217
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	222
	6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	226
	6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	228
	6.6	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	231
7	**РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**		232
	7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	232
	7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	237
8	**ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**		239
9	**КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**		250
10	**ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**		261
	10.1	Климатические условия расположения месторождения	261
	10.2	Организация контроля над выбросами	261
	10.3	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	263
	10.4	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	263
	10.5	Производственные отходы предприятия	265
	10.6	Охрана недр	266
11	**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**		270
12	**РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**		272
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		278
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		281

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1.	2.2.1	Сведения по отбору керна по скважинам месторождения	44
2.	2.2.2	Отбор керна по продуктивным горизонтам	45
3.	2.2.3	Характеристика толщин пластов (Северо-Западное крыло)	49
4.	2.2.4	Характеристика толщин пластов (Юго-Восточное крыло)	49
5.	2.2.5	Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (Северо-Западное крыло)	50
6.	2.2.6	Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (Юго-Восточное крыло)	50
7.	2.2.7	Сравнение характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта	51
8.	2.2.8	Статистические ряды распределения проницаемости горизонта	58
9.	2.3.1	Сравнение свойств пластовой нефти, газа и воды горизонта (объекта)	67
10.	2.3.2	Физико-химический состав и свойства фракционного состава разгазированной нефти (конденсата*) горизонта (объекта)	73
11.	2.3.3	Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти горизонта (объекта), мольное содержание, %	77
12.	2.3.4	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	80
13.	2.4.1	Виды специальных исследований, проведенных на керне	83
14.	2.4.2	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	85
15.	2.4.3	Относительная проницаемость в системе вода-нефть	86
16.	2.4.4	Результаты анализа смачиваемости по Амотту	87
17.	2.4.5	Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного пласта	87
18.	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное	89
19.	3.1.1	Распределение видов исследования по объектам за 2024-2025гг.	101
20.	3.1.2	Распределение видов исследования по объектам с начала разработки	101
21.	3.1.3	Результаты гидродинамических исследований скважин и пластов	102
22.	3.1.4	Распределение начального и текущего пластового давления по объектам	103
23.	3.2.1	Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г.	110
24.	3.2.2	Показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных за период 01.07.2024-01.01.2026гг.	111
25.	3.2.3	Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти	119
26.	3.2.4	Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности продукции	119
27.	3.2.5	Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по приемистости	120
28.	3.2.6	Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по I объекту	126
29.	3.2.7	Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по II объекту	127
30.	3.2.8	Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по III объекту	128

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
31.	3.2.9	Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по IV объекту	129
32.	3.2.10	Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по месторождению в целом	130
33.	3.2.11	Основные показатели закачки по объектам разработки	131
34.	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	138
35.	3.2.13	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	139
36.	3.2.14	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	140
37.	3.2.15	Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта	141
38.	3.2.16	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом	142
39.	3.2.17	Основные показатели выработки запасов нефти в пределах горного отвода по объектам разработки	144
40.	3.2.18	Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам	146
41.	3.2.19	Сводная таблица эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки за анализируемый период	155
42.	3.2.20	Сводная таблица эффективность мероприятий по ГРП за анализируемый период	157
43.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	163
44.	3.5.1	Маркетинговые показатели	171
45.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат	173
46.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	174
47.	3.5.4	Ставки налога на добычу	175
48.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	175
49.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	175
50.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	178
51.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	179
52.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	180
53.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	181
54.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	182
55.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	183
56.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	184
57.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	185

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
58.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	186
59.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	187
60.	4.1.11	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам	188
61.	4.1.12	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	189
62.	4.2.1	Капитальные вложение, 2 вариант	191
63.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 вариант	191
64.	4.2.3	Производственный доход, 2 вариант	192
65.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	193
66.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогооблажения, 2 вариант	199
67.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	201
68.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	202
69.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	205
70.	6.2.1	Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН	218
71.	6.2.2	Промывка песчаных пробок скважин	219
72.	6.2.3	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	220
73.	6.3.1	Результаты расчетов трубопровода проектной добывающей скважины месторождения ЮВК	225
74.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное (1 вариант)	227
75.	6.4.2	Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное (рекомендуемый 2 вариант)	227
76.	6.5.1	Лабораторные исследования воды из пробы, отобранный с общего коллектора ППД	229
77.	6.5.2	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	229
78.	6.5.3	Проницаемость пористой среды коллектора	230
79.	6.5.4	Технические характеристики насосных установок ППД	230
80.	6.5.5	Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения ЮВК	230
81.	7.1.1	Проектная конструкция вертикальных скважин IV объекта (проектный и резервный фонд)	233
82.	7.1.2	Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 500м.	234
83.	7.1.3	Проектная конструкция вертикальных скважин III объекта (резервный фонд)	234
84.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 700м.	235
85.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	240
86.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)	242

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
87.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект II. Вариант 2 (рекомендуемый)	244
88.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. III объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	246
89.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	248
90.	9.1	Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой	259
91.	10.2.1	Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2025г	262
92.	12.1	Стоимость ликвидации скважин	273
93.	12.2	Список демонтируемого оборудования	273
94.	12.3	Масса рекультивируемой земли	275
95.	12.4	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	276
96.	12.5	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	277

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1.	1.1	Обзорная карта	22
2.	2.1.1	Схема структурно-тектонического районирования района работ по мезозойскому комплексу	26
3.	2.1.2	Структурная карта по VI отражающему горизонту (по 3 Д), 2005г	28
4.	2.1.3	Структурная карта месторождения Камышитовое ЮВ по отражающему горизонту VI (2019)	29
5.	2.1.4	Структурная карта месторождения Камышитовое ЮВ по отражающему горизонту V (2019)	30
6.	2.1.5	Структурная карта месторождения Камышитовое ЮВ по отражающему горизонту III (2019)	31
7.	2.3.1	Зависимость давления насыщения и газосодержания	65
8.	2.3.2	Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания	65
9.	2.3.3	Зависимость плотности пластовой нефти и газосодержания	65
10.	2.3.4	Зависимость вязкости от газосодержания	65
11.	2.3.5	Зависимость давления насыщения и газосодержания	66
12.	2.3.6	Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания	66
13.	2.3.7	Зависимость плотности пластовой нефти и газосодержания	66
14.	2.3.8	Зависимость вязкости от газосодержания	66
15.	2.4.1	График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (мел, юра)	84
16.	2.4.2	Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (мел, юра)	86
17.	3.1.1	Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по I объекту	104
18.	3.1.2	Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по II объекту	105
19.	3.1.3	Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по III объекту	105
20.	3.1.4	Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по IV объекту	106
21.	3.2.1	Характеристика фонда скважин в целом по месторождению	109
22.	3.2.2	Сопоставление начальных и текущих параметров дебитов нефти в новых скважинах	111
23.	3.2.3	Динамика основных показателей разработки скважины №467	112
24.	3.2.4	Динамика основных показателей разработки скважины №472	112
25.	3.2.5	Динамика основных показателей разработки скважины №473	113
26.	3.2.6	Динамика основных показателей разработки скважины №474	113
27.	3.2.7	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин I объекта	114
28.	3.2.8	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин I объекта	115
29.	3.2.9	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин II объекта	115
30.	3.2.10	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин II объекта	116
31.	3.2.11	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин III объекта	116

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
32.	3.2.12	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин III объекта	117
33.	3.2.13	Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин IV объекта	118
34.	3.2.14	Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин IV объекта	118
35.	3.2.15	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	121
36.	3.2.16	Динамика основных показателей с начала разработки по I эксплуатационному объекту	122
37.	3.2.17	Динамика основных показателей с начала разработки по II эксплуатационному объекту	123
38.	3.2.18	Динамика основных показателей с начала разработки по III эксплуатационному объекту	124
39.	3.2.19	Динамика основных показателей с начала разработки по IV эксплуатационному объекту	125
40.	3.2.20	Динамика основных показателей с начала разработки в целом по месторождению	125
41.	3.2.21	Основные показатели системы ППД по объектам разработки	131
42.	3.2.22	Динамика изменения показателей ППД по I объекту разработки	132
43.	3.2.23	Динамика изменения показателей ППД по II объекту разработки	133
44.	3.2.24	Динамика изменения показателей ППД по III объекту разработки	133
45.	3.2.25	Динамика изменения показателей ППД по IV объекту разработки	134
46.	3.2.26	Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки	143
47.	3.2.27	Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки	145
48.	3.2.28	Распределение КИН по объектам разработки	145
49.	3.2.29	Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. I объект	148
50.	3.2.30	Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. II объект	149
51.	3.2.31	Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. III объект	150
52.	3.2.32	Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. IV объект	151
53.	3.2.33	Распределение количества ГТМ и дополнительной добычи нефти	156
54.	6.1.1	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)	207
55.	6.1.2	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)	207
56.	6.1.3	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)	208
57.	6.1.4	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (IV объект)	208

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
58.	6.1.5	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	211
59.	6.3.1	Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождении ЮВК	223
60.	6.3.2	Принципиальная схема УПН месторождения Юго-Восточное Камышитовое	224
61.	6.3.3	Схема расположения проектной добывающей скважины	225
62.	6.5.1	Принципиальная схема системы ППД месторождения Камышитовое Юго-Восточное	228
63.	6.5.2	Схема расположения проектных нагнетательных скважин месторождения ЮВК	231
64.	11.1	Роза ветров (2 кв. 2024г)	271

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1.	П.2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	282
2.	П.2.3.2	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	283
3.	П.2.3.3	Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)	288
4.	П.2.3.4	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Камышитовое Юго-восточное	291
5.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант I (базовый)	300
6.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант I (базовый)	300
7.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант I (базовый)	301
8.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант I (базовый)	301
9.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант I (базовый)	302
10.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант I (базовый)	302
11.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант I (базовый)	303
12.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант I (базовый)	303
13.	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант I (базовый)	304
14.	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант I (базовый)	304
15.	П.4.2.1	Капитальные вложения (Вариант 1)	305
16.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность (Вариант 1)	305
17.	П.4.2.3	Производственный доход (Вариант 1)	306
18.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)	306
19.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)	310
20.	П.12.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудований и материалов месторождения	312
21.	П.12.2	График ликвидации скважин в период разработки	382

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	масштаб приложения	степень секретности приложения
1	*2*	*3*	*4*	*5*
1	Геологический профиль	1	гор. 1:10 000 вер. 1:2 000	н/с
2	Геолого-литологический профиль по линии I-I/ (СЗК)	2	гор. 1:15 000 вер. 1:500	н/с
3	Геолого-литологический профиль по линии II-II/ (СЗК)	3	гор. 1:15 000 вер. 1:500	н/с
4	Геолого-литологический профиль по линии I-I/ (ЮВК)	4	гор. 1:15 000 вер. 1:500	н/с
5	Геолого-литологический профиль по линии II-II/ (ЮВК)	5	гор. 1:15 000 вер. 1:500	н/с
6	Схема обоснования ВНК по I блоку	6	1:1000	н/с
7	Схема обоснования ВНК по II блоку	7	1:1000	н/с
8	Схема обоснования ВНК по меловым горизонтам	8	1:1000	н/с
9	Схема обоснования ВНК по юрским горизонтам	9	1:1000	н/с
10	Северо-Западное крыло. III-альбский-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1:10 000	н/с
11	Северо-Западное крыло. VII-J_2 1-пласт-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1:10 000	н/с
12	Северо-Западное крыло. VII-J_2 2-пласт-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1:10 000	н/с
13	Северо-Западное крыло. VIII-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1:10 000	н/с
14	Северо-Западное крыло. IX-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1:10 000	н/с
15	Юго-Восточное крыло. K_1IIal 1-пласт-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1:10 000	н/с
16	Юго-Восточное крыло. K_1IIal 2-пласт-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1:10 000	н/с
17	Юго-Восточное крыло. K_1IIIal-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1:10 000	н/с
18	Юго-Восточное крыло. II-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1:10 000	н/с

1	*2*	*3*	*4*	*5*
19	Юго-Восточное крыло. III-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	19	1:10 000	н/с
20	Юго-Восточное крыло. IV-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1:10 000	н/с
21	Юго-Восточное крыло. V-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	21	1:10 000	н/с
22	Юго-Восточное крыло. VI-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1:10 000	н/с
23	Юго-Восточное крыло. VII-J_2 1-пласт-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	23	1:10 000	н/с
24	Юго-Восточное крыло. VII-J_2 2-пласт-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	24	1:10 000	н/с
25	Юго-Восточное крыло. VIII-J_2-продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	25	1:10 000	н/с
26	Карта фонда пробуренных скважин	26	1:10 000	н/с
27	I, II, III, IV объекты. Карты изобар	27	1:10 000	н/с
28	I объект. Карта текущих и накопленных отборов	28	1:10 000	н/с
29	II объект. Карта текущих и накопленных отборов	29	1:10 000	н/с
30	III объект. Карта текущих и накопленных отборов	30	1:10 000	н/с
31	IV объект. Карта текущих и накопленных отборов	31	1:10 000	н/с
32	I объект. Карта пробуренных и проектных скважин	32	1:10 000	н/с
33	II объект. Карта пробуренных и проектных скважин	33	1:10 000	н/с
34	III объект. Карта пробуренных и проектных скважин	34	1:10 000	н/с
35	IV объект. Карта пробуренных и проектных скважин	35	1:10 000	н/с

Всего: 35 графических приложений на 35 листах.

РЕФЕРАТ

Работа содержит 382 страниц, в т.ч. 96 таблиц, 64 рисунков, 21 табличных приложений, 35 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА, ГОРИЗОНТ, ПЛАСТ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ, СКВАЖИНА, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ТЕМП ОТБОРА, ПЛОТНОСТЬ СЕТКИ СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, НОРМАТИВЫ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Область применения – месторождение Камышитовое Юго-Восточное.

Цель работы - разработка комплекса технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и растворенного газа из недр, контролю за процессом разработки, направленных на достижение максимально возможного, экономически целесообразного коэффициента извлечения нефти и обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

В проекте приведены сведения о геологическом строении горизонтов месторождения и их коллекторских свойствах, а также сведения о физико-химических свойствах нефти и воды в пластовых и поверхностных условиях. Выбраны исходные данные для проектирования и расчета технологических показателей разработки.

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

Проведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. В настоящем дополнений к проекту рассмотрены 2 варианта разработки.

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

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

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Камышитовое Юго-восточное является АО «Эмбамунайгаз», имеющее Государственную серии МГ (нефть) №229 от 27 июля 1995г и Контракт №211 от 13.08.1998г со сроком на 20 лет, на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

В декабре 2022г на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан протокол №30/10 от 23.12.2022г предоставлен Акционерному обществу «Эмбамунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Камышитовое Юго-Восточное в пределах блоков XXVI-10-F(частично). Площадь горного отвода – 10,07 кв.км. Глубина – минус 750м.

В административном отношении месторождение входит в состав Исатайского района Атырауской области и находится в 50 км к западу от г. Атырау.

Месторождение Камышитовое юго-восточное было открыто в 1982г в результате опробования и получения промышленного притока нефти из среднеюрских отложений в скважине №1, введено в пробную эксплуатацию в 1984г. Месторождение вступило в промышленную эксплуатацию в сентябре 1987г, согласно «Технологической схеме…», составленной институтом «КазНИПИнефть» (1986г).

По состоянию на 01.04.1989г площадь разбурена согласно «Технологической схеме» и по результатам бурения 48 скважин, был составлен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа». На основе принятых запасов в 1991г ЦНИЛом ПО «Эмбанефть» составлен «Проект разработки …».

По данным бурения новых скважин ЦНИЛом АО «Эмбамунайгаз» выполнен отчет «Уточнение геологического строения и анализ запасов нефти и газа по месторождению Камышитовое Ю-В» по результатам бурения 70 скважин (по состоянию изученности на 01.10.1994г). Запасы утверждены ЦКЗ ГХК «Мунайгаз» (Протокол №8, 1995г).

В 1999г ЦНИЛом ПО «Эмбанефть» был составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Камышитовый Ю-В» и представлен и утвержден в ГКЗ РК протокол № 44-99-У ГКЗ РК от 01.12.1999г.

В 2007г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен «Перевод запасов нефти категории C_1 и В, I-объекта месторождения Камышитовый Ю-В.» по состоянию на 01.01.2007г, протокол № 582-07-У ГКЗ РК от 03.04.07г. В данной работе был выполнен перевод запасов нефти из категории C_1 в категорию В, из категории C_2 в C_1 по I объекту месторождения Юго-Восточный Камышитовый, включающий в себя 1, 2 пласты II

альбского горизонта и III альбского горизонтов в результате чего произошло перераспределение запасов нефти по категориям.

В 2012г составлен отчет «Анализ разработки месторождения…». С целью достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН), оптимизации сетки скважин и закачки воды, были выполнены расчеты технологических показателей разработки.

В 2014г выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовый Ю.В. Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.07.2014г».

В 2016г ЦКРР РК утвержден «Уточненный проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» выполненный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» в 2016г и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (Протокол заседания рабочей группы №27-5-348-И от 18.02.2016г). Проектом были рассмотрены два варианта разработки, к утверждению приняли второй рекомендуемый вариант, где предусматривается ввод из бурения 31 новых скважин, а также перевод под нагнетания 7 ед.

Выделению и объединению залежей в объекты способствовали такие критерий, как: толщина продуктивного горизонта, количество установленных залежей, положение ВНК, гидродинамическая связь различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и величины геологических запасов. Исходя из вышеперечисленных факторов настоящим проектом количество объектов остается без изменений:

I объект – II (I+II пл.) + III альбские горизонты Ю-В крыла;

II объект – II и III среднеюрские горизонты Ю-В крыла;

III объект – IV, V, VI и VII среднеюрские горизонты Ю-В крыла;

IV объект – VII (I+II пл.) и VIII среднеюрские горизонты С-З крыла.

В 2017г по состоянию изученности на 01.01.2017г ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» (Протокол КомГео 27-5-1712-И от 28.08.2017г).

В 2018г был выполнен «Анализ разработки месторождения …» и утвержденный ЦКРР МИР РК (Исх. Письмо ЦКРР МИР РК №12-3-5352-И от 24.10.2018г). В рамках отчета были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2020г выполнен отчет «Анализ разработки месторождения…» (Протокол №4/8 от 24.09.2020г), в рамках которого уточнены технологические показатели на 2020-2022гг, согласно которым в настоящее время ведется разработка месторождения.

В 2020г в связи с новой структурно-тектонической моделью с целью уточнения геологического строения утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения…» (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020г).

В рамках «Пересчета запасов…» утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям $B+C_1$ составили 19088,4 тыс.т и 8044 тыс.т, соответственно. По категории C_2 геологические/извлекаемые запасы составляют 6386/1706 тыс.т нефти. Начальные геологические запасы нефти по категориям $B+C_1$ в целом по месторождению увеличились на 36%, по категории C_2 также увеличились на 859% (+5720 тыс.т.). Начальные извлекаемые запасы нефти по категориям $B+C_1$ в целом по месторождению увеличились на 35%, по категории C_2 на 686% (+1489 тыс.т).

В 2021г выполнен отчет «Анализ разработки месторождения…» (Протокол №19/9 от 27-28.10.2021г), в рамках которого были уточнены расчеты сумм ликвидации последствий недропользования. Проектные решения и прогнозные технологические показатели остаются актуальными в рамках «АР-2020г».

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов…» 2020г, составлен и утвержден «Проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» по состоянию изученности на 01.01.2022г. (Протокол ЦКРР РК №32/2 от 6 октября 2022г). В рамках проекта был рассмотрен и утвержден 3 вариант разработки на период с 2022-2024гг. Выделение эксплуатационных объектов остается без изменения, за исключением добавления в состав III объекта VIII среднеюрского горизонта и IV объекта III альбского и IX среднеюрского горизонта. Таким образом выделение объектов выглядит следующим образом:

I объект – II (I+II пл.) + III альбские горизонты Ю-В. Крыла;

II объект – II и III среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;

III объект – IV, V, VI, VII и VIII среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;

IV объект – VII (I+IIпл.), VIII и IX среднеюрские+III альбский горизонт С-З. Крыла.

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения...» (АР-2024г), утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №57/5 от 21-22.11.2024г) на период 2025-2026гг.

Настоящее дополнение к проекту составлено на 01.01.2026г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках договора №1195769/2026/1 от 10.03.2026г. с АО «Эмбамунайгаз», 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).

Целью составления настоящего «Дополнение к проекту разработки…» является расчет технологических показателей, в связи с завершением действующего АР-2024г, а также расчеты технологических потерь при добыче углеводородов, ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии новому нормативно-техническому документу по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам утвержденного Министерством энергетики РК от 17.01.2025г.

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефтяное месторождение Камышитовое Юго-Восточное в географическом отношении расположено на юго-востоке междуречья Урал-Волга, в прибрежной части Каспийского моря (рис. 1.1).

В административном отношении месторождение входит в состав Исатайского района Атырауской области и находится в 50 км к западу от г. Атырау.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Новобогатинское и районный центр Аккистау, расположенный в 30 км к северо-западу от месторождения. Через пос. Аккистау проходит железная и асфальтовая дороги Атырау –Астрахань и нефтепровод Аккистау-Атырау.

Растительность в районе скудная, полупустынного типа. В приморской части территории развиты заросли камыша.

Уровень грунтовых вод находится на глубине 2-8 м, воды слабоминерализованные, приуроченные, в основном, к песчаным барханным участкам.

Поверхностные водотоки и водоемы для использования в технических целях отсутствуют. Климат района резко-континентальный с высокими летними (до+40^{0}С) и низкими зимними (до-35^{0}С) температурами с незначительным количеством атмосферных осадков от 80 до 160 мм в год. Преобладающее направление ветров в течение года северо-восточное, в летнее время часто дуют юго-восточные ветры.

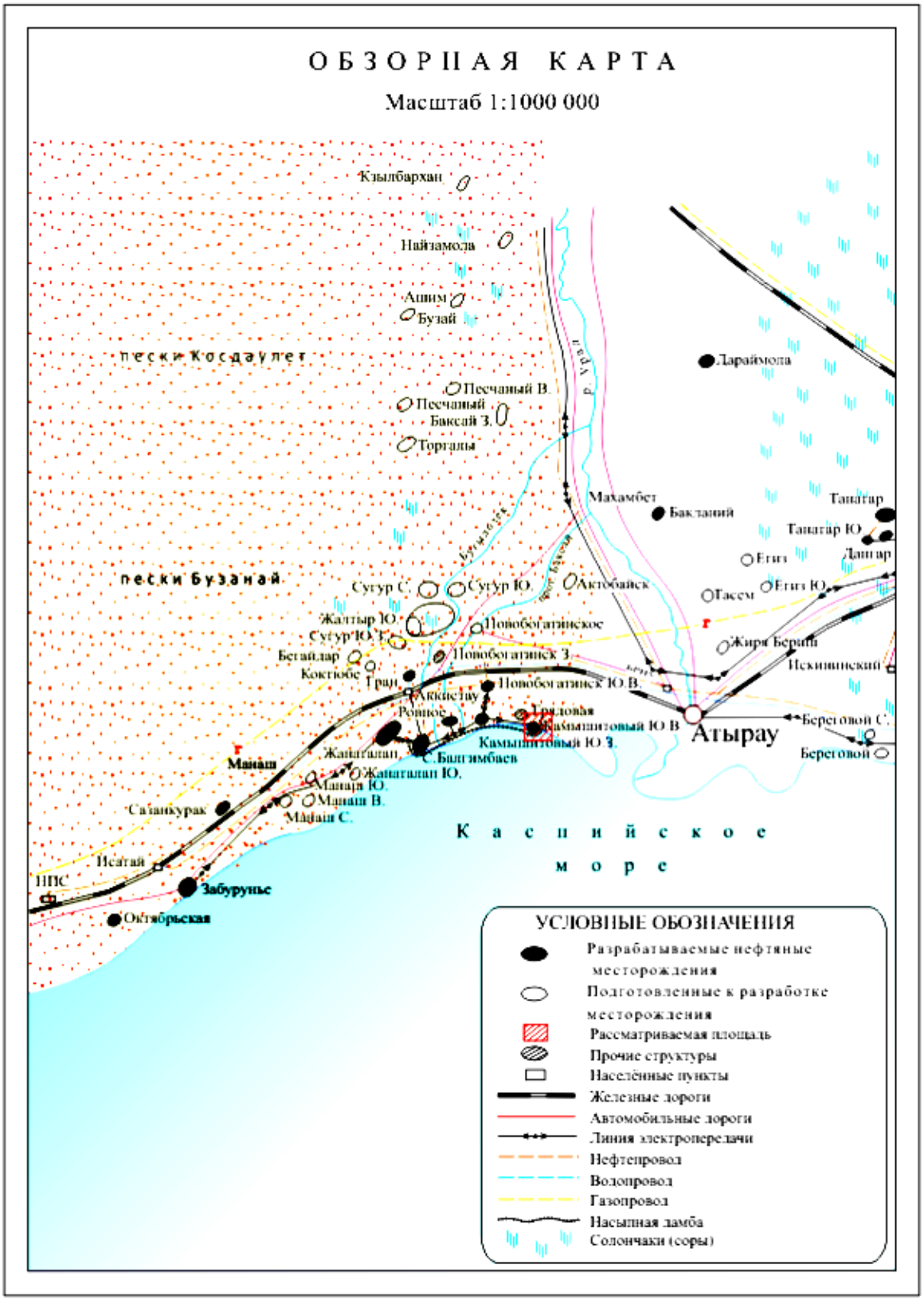


Рис. 1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

Поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами пройдена вся толща надсолевых отложений, соль вскрыта на глубине 700 м (скв. №№3, 9) – 1005 м (скв. №2).

Надсолевой комплекс представлен пермотриасовыми, юрскими, меловыми и неоген – четвертичными отложениями.

Стратиграфия и литологическая характеристика приведены на основании изучения каротажного материала, описания керна, а также по аналогии с соседним месторождением Камышитовое Юго-Западное.

Пермская система – P

Нижний отдел - P_I

Кунгурский ярус - P_{Ik}

Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами №№1, 2, 3, являются гидрохимические осадки кунгурского яруса.

Отложения кунгурского яруса подразделяются на две части: верхнюю – кепрок и нижнюю – соль.

Кепрок литологически представлен гипсом, ангидритом, переслаиваюшимися с терригенными породами. Максимальная вскрытая толщина кепрока – 30 м. Нижняя часть кунгурских отложений представлена белой кристаллической солью. На электрокаротажных диаграммах кепрок и соль характеризуются высоким кажушимся сопротивлением пород, достигающим 100 омм и более. Максимальная вскрытая толщина пород кунгурского яруса составляет 138 м (скв. №1).

Пермотриас (нерасчлененный) – PT

Литологически отложения представлены чередованием песчаников и глин с маломощными прослоями песков, известняков, мергелей и включениями гипса. Глины темно – зеленые, зеленые, зеленовато-серые, темно-серые, плотные, песчанистые. Песчаники серые, зеленовато – серые, мелко- и среднезернистые, крепкие, на глинисто – карбонатном цементе, иногда с включениями пирита. Отложения пермотриаса характеризуются, в основном, повышенными электрическими сопротивлениями и резко дифференцированными кривыми КС и ПС. Граница пермотриаса с нижней юрой четко отбивается по смене низких сопротивлений нижней юры, высокими – пермотриаса. Вскрытые толщины варьируют в пределах от 7 м (скв. №490) до 171 м (скв. №7).

Юрская система – J

Нижний отдел - J_I

Литологически нижнеюрские отложения представлены песками с подчиненными прослоями глин и песчаников.

Пески серые, разнозернистые, уплотненные, глинистые, с кварцевой галькой с прослоями глин серых, плотных, с обуглившимися растительными остатками. На электрокаратажных диаграммах нижняя юра характеризуется кажушимся электрическим сопротивлением порядка 0,3 - 0,5 омм.

Вскрытые толщины варьируют в пределах от 6 м до 85 м.

Средний отдел – J_2

Среднеюрские отложения литологически представлены толщей чередующихся песчаных и глинистых пластов.

Глины бурые, темно-бурые, серые, буровато-серые, песчанистые с отдельными прослоями обогашенными углистым веществом. Пески серые и темно-зеленовато-серые. Алевролиты темно-серые, плотные, слабокарбонатные. Песчаники светло-серые, крепкие, на известковистым цементе. Отмечаются прослои бурого угля. Отложения средней юры являются основной продуктивной толщей месторождения, где установлено 7 нефтяных горизонтов (II J_2, III J_2, IV J_2, V J_2, VI J_2, VII J_2, VIII J_2). На электрокаротажных диаграммах средняя юра характеризуется изрезанными кривыми кажушихся сопротивлений и ПС, указываюшими на частое чередование различных по литологическому составу пород.

Вскрытая толщина среднеюрских отложений изменяется от 64 м (скв. №166) до 192 м (скв. №128).

Меловая система – К

Нижний отдел – $К_I$

Отложения нижнего мела представлены апт-неокомским и альбским ярусами.

Апт – неокомский комплекс - $К_1а$ + пе

Апт-неокомские отложения с размывом и угловым несогласием залегают на среднеюрских породах. Литологически отложения представлены глинами зелеными, зеленовато-серыми, алевролитовыми, слабослюдистыми, с обуглившимися растительными остатками с прослоями песков, песчаников, реже мергелей. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые, слабосцементированные. Встречаются прослои мергелей.

Толщина апт-неокома составляет 11-46 м.

Альбский ярус – $К_1а1$

Отложения альба вскрыты всеми пробуренными скважинами. Литологически альбские отложения представлены глинами зеленовато-серыми и темно-серыми, плотными, с отдельными прослоями песков серых, светло-серых, мелкозернистых, слюдистых, песчаников и алевролитов. В разрезе отложений юго-восточного крыла

месторождения выявлено два продуктивных горизонта – II альбский (1, 2 пласты) и III альбский.

Толщина альбских отложений составляет 41-306 м.

Верхний отдел – $К_2$

Породы вскрыты скважинами в пределах юго-восточного крыла и в опущенных блоках северо-западного, представлены образованиями турон-коньякского и сантонского ярусов.

Турон – коньякский ярус - $К_2$ t+к

Отложения литологически представлены мергелями зеленовато – серыми, плотными с прослоями мела серовато-белого, известняка серовато-зеленого, крепкого с обломками толстостенных раковин.

Толщина турон-коньякских отложений изменяется от 20 (скв. №182) до 55 м (скв. №22).

Сантонский ярус – $К_2$st

Отложения, в основном, предствлены мергелями светло-серыми, зеленоватыми, плотными, мелом белым с включениями пирита. Средняя толщина этих пород составляет 32 м. Толщина сантонских отложений составляет 20-43 м.

Кампанский ярус - $К_2$km

Кампанские отложения литологически представлены мергелями зеленовато - серыми, светло - серыми. Всречаются обломки раковин, кристаллики пирита и прослои белого писчего мела. На электрокартожных диаграммах кампанские отложения характеризуются несколько повышенными кажущимися сопротивлениями по сравнению с сантонскими и маастрихтскими. Кривая ПС мелко изрезана, повторяет конфигурацию кривой КС. Толщина кампанских отложений составляет 31-103 м.

Неоген – четвертичные отложения – N + Q

Эта нерасчлененная толща залегает трансгрессивно на различных отложениях мезозоя, отложения во многих скважинах не освещены промыслово-геофизическими и керновыми метериалами, поэтому, неоген-четвертичные отложения описываются как единая толща.

Литологически отложения представлены в нижней части глинами темно-зелеными, серыми, темно-серыми, плотными, известковистыми, песчанистыми, иногда с прослоями известняка, с обломками фауны, а в верхней части – глинами коричневыми, бурыми, темно - серыми, серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, известковистыми и песками серовато - желтыми, разнозернистыми. Толщина неоген - четвертичных отложений составляет 96-190 м.

Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Камышитовое Юго-Восточное расположено в пределах Мартышинской относительно приподнятой зоны, выделенной по надсолевому комплексу пород на юге междуречья Урал-Волга (рис. 2.1.1).



Рис. 2.1.1 - Схема структурно-тектонического районирования района работ по мезозойскому комплексу

По своему типу соляной купол Камышитовый относится к числу прорванных, где минимальная глубина соленосных пород в своде находится на отметке -250 м.

Купол имеет два соляных перешейка: юго-восточный и юго-западный, к которым приурочены надсолевые структуры Камышитовое Юго-Западное и Камышитовое Юго-Восточное. Структура Камышитовая ЮВ разбита на три крыла по надсолевым отложениям: юго-восточное, северо-западное и северо-восточное. Залежи нефти приурочены к юго-восточному и северо-западному крыльям.

Структурно-тектоническое строение месторождения, положенное в основу подсчета запасов 2014г и последующих проектов, представлено на основе данных 3Д, проведенных в 2005г с/п №3 ОАО “Казахстанкаспийшельф” по методике отраженных волн способом общих средних точек (ОСТ) и 2Д сейсмики (1978-1980г.г трест «Эмбанефтегеофизика»), которые не оконтуривают западную границу месторождения: материалы 3Д сейсмики не охватывают западную периферийную часть структуры, материалы 2Д сейсмики противоречат материалам последних пробуренных скважин.

В 2019 г ТОО «Reservoir Evaluation Services» с целью уточнения геологического строения месторождения и его западной части выполнил «Анализ и обобщение геолого-

геофизических данных на основе вновь пробуренных скважин». Интерпретация проведена по сейсмическим данным 2Д (8 отсканированных профилей с привлечением результатов интерпретации данных 3Д по месторождению Камышитовое Юго-Восточное и 2Д по площади Сарайшык, 8 профилей).

В результате комплексной интерпретации по сейсмическим данным 2Д/3Д и скважинным данным были выполнены структурные карты по основным надсолевым сейсмическим отражающим горизонтам: III ОГ, V ОГ, VI ОГ и по продуктивным горизонтам K1IIal 1 пл., VII-J2-2 пл.

Геологическое строение соляного купола Камышитовое ЮВ практически не отличается от ранее представленного строения на рис.2.1.2, лишь характеризуется в северо-западной части большей изрезанностью (рис.2.1.3). В пределах месторождения максимально высокая отметка поверхности соли отмечается на глубине -570-600 м. Простирание сводовой части купола субширотное в отличие от раннего представления. Юго-восточный склон соли через крутой узкий склон высотой 200 м переходит в пологую и широкую ступень с глубинами залегания 800-850 м, образуя в надсолевой части ловушки для углеводородов.

Собственно, свод купола приходится по надсолевой части на северо-западное крыло структуры, он несколько расширяется в юго-западном направлении (в сторону скважины 12). В пределах северо-западного крыла структуры абсолютные отметки VI отражающего горизонта изменяются от 600 до 1000 м. Через небольшую седловину кунгурские отложение испытывают подъем в северном направлении до 250 м. Максимальное погружение соли наблюдаются на юге рассматриваемого участка до глубины -2000 м.

По **V отражающему горизонту** (рис.2.1.4), составленной по результатам сейсморазведки 2Д/3Д и скважин (2019), минимальная глубина залегания подошвы юрских отложений составляет 500 м - на северо-восточном крыле, 580 м-на северо-западном крыле, 700 м-на юго-восточном крыле.

На северо-западном крыле свод осложнен разрывным нарушением субмеридионального простирания. Структура здесь замыкается на глубине порядка 690 м и имеет размеры 1,9х1,5 км.

На юго-восточном крыле свод находится на глубине -600м, замыкается изогипсой -1350 м и имеет размеры 2,3х3,7 км.

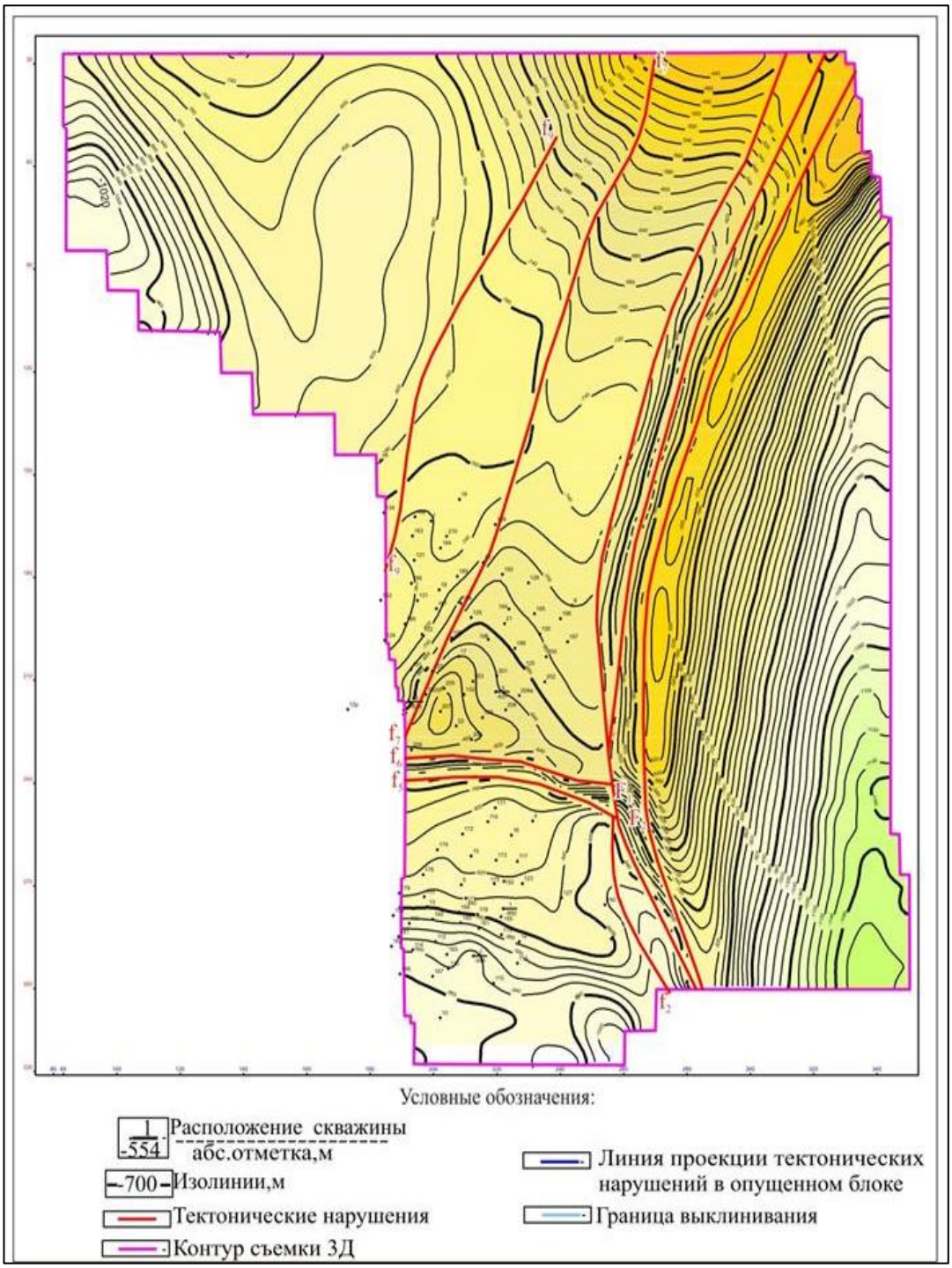


Рис. 2.1.2 - Структурная карта по VI отражающему горизонту (по 3 Д), 2005г

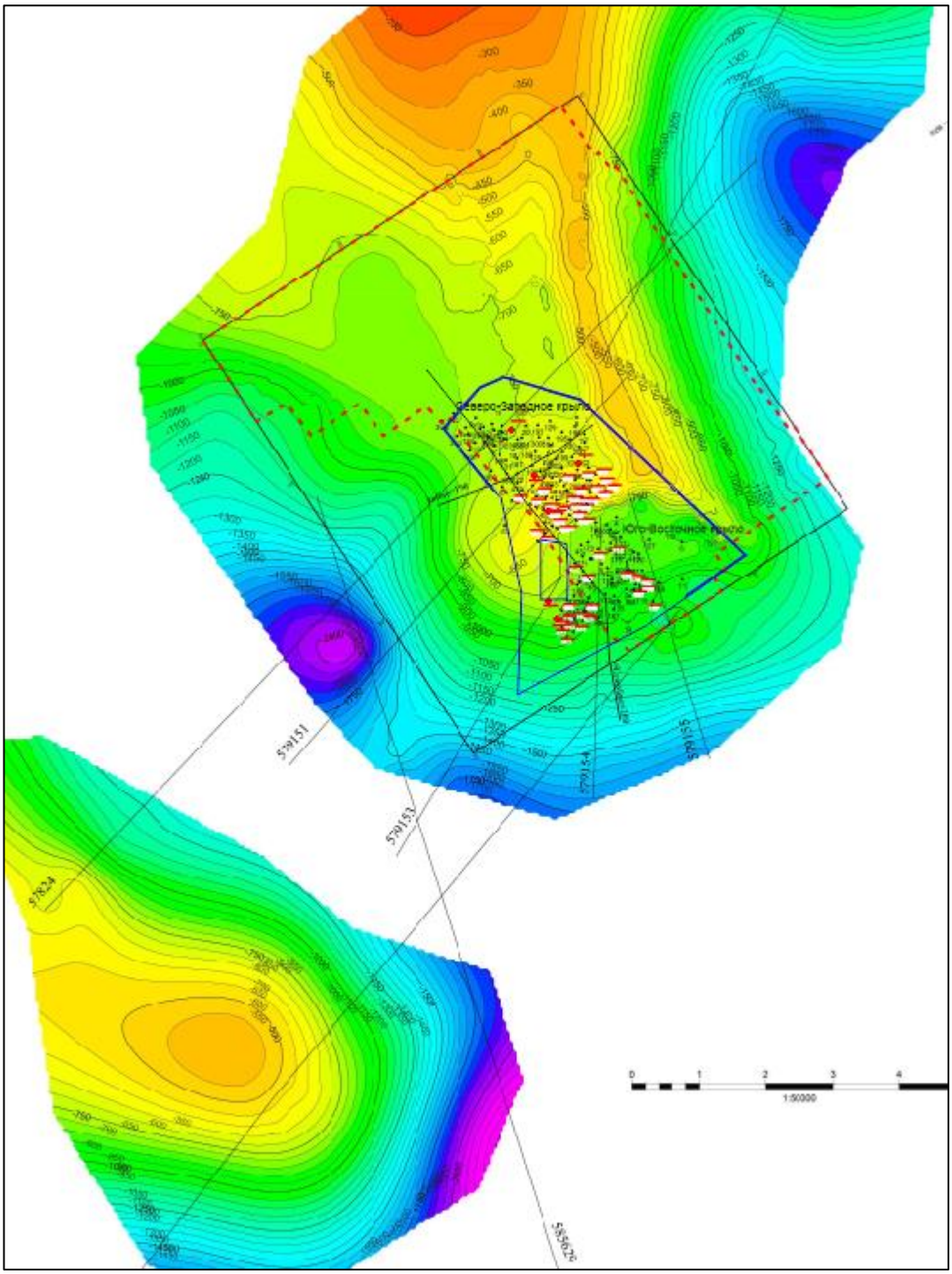


Рис. 2.1.3 - Структурная карта месторождения Камышитовое ЮВ по отражающему горизонту VI (2019)

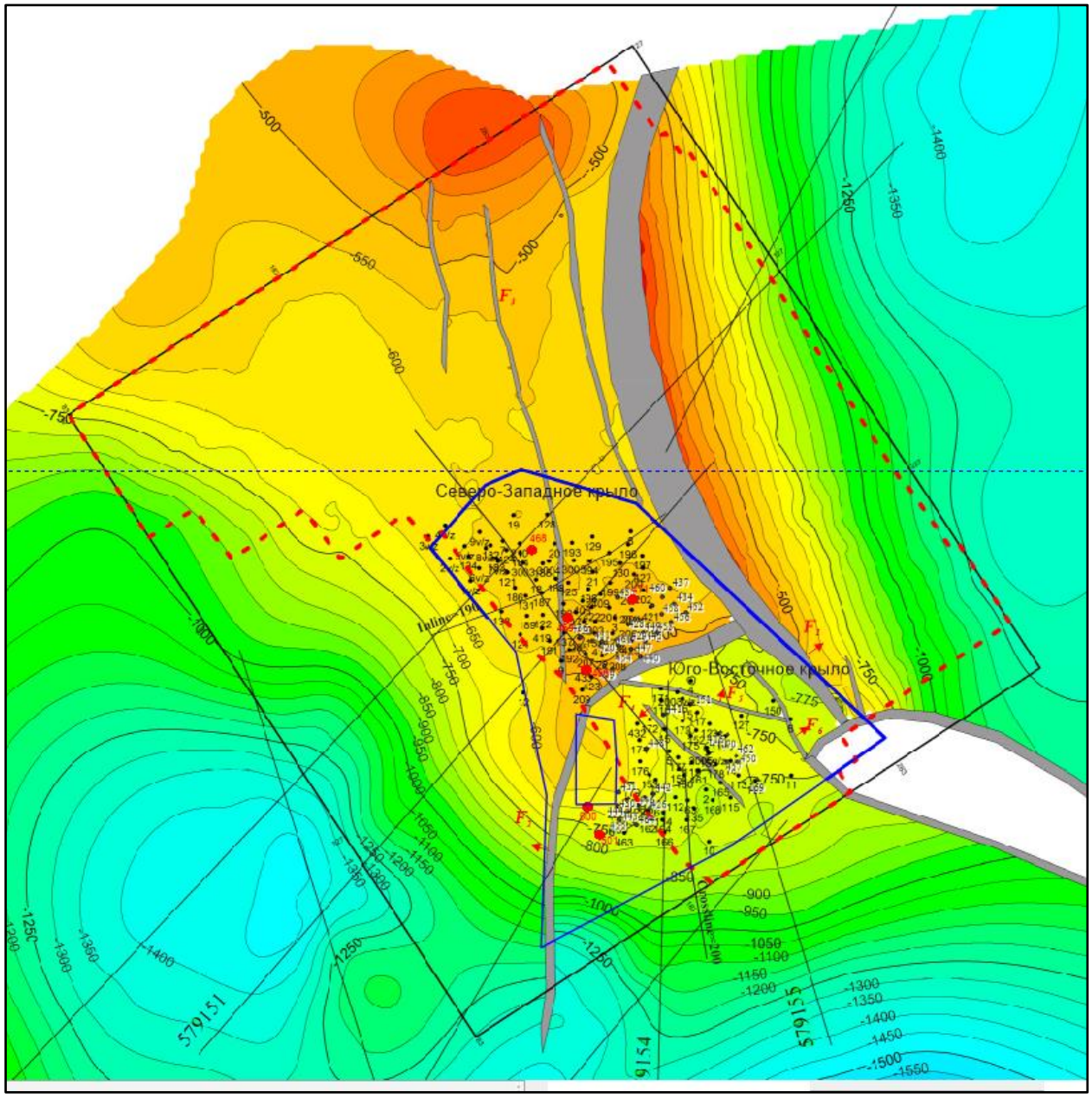


Рис. 2.1.4 - Структурная карта месторождения Камышитовое ЮВ по отражающему горизонту V (2019)

По **III отражающему** горизонту (рис.2.1.5) на северо-западном крыле имеет отметку -350 м, замыкается на изогипсе 400 м, размеры составляют 2,2х1,3 м. На юго- восточном крыле свод смещен на запад, имеет отметки на глубине -500 м, замыкается изолинией -650 м. размеры крыла по изогипсе -650 м составляют 2,8х2,9 км.

Юго-восточное крыло опущено относительно северо-западного. В его пределах выявлены следующие продуктивные горизонты: 2 - в нижнемеловых отложениях -II al (1пл.+ 2пл.), III al и 7 горизонтов - в среднеюрских: J2-II, J2-III, J2-IV, J2-V, J2-VI, J2-VII (1+2 пл), J2-VIII.

Северо-западное крыло приподнято относительно юго-восточного. Из альбских горизонтов на нем продуктивен только III альбский. Отложения средней юры размыты

больше, чем на юго-восточном крыле, поэтому в разрезе среднеюрских отложений вскрыты только 2 продуктивных горизонта VII (1+2 пласты) и VIII. Крыло сбросами разбито на 2 блока (I-II).

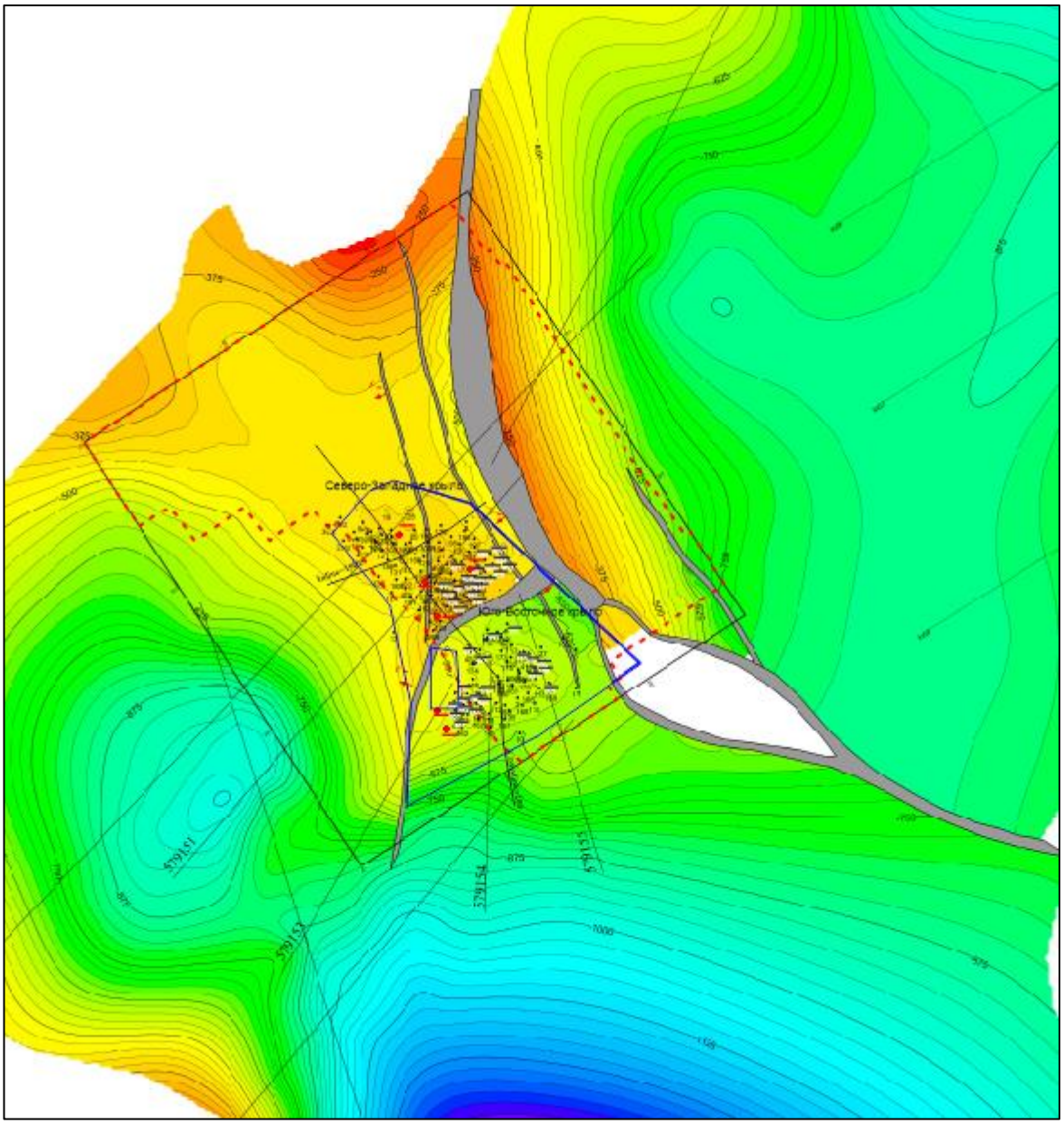


Рис. 2.1.5 - Структурная карта месторождения Камышитовое ЮВ по отражающему горизонту III (2019)

Нефтеносность

Разведанные залежи нефти на месторождении Камышитовое Юго-Восточное связаны с нижнемеловыми и среднеюрскими отложениями.

После утверждения в 2024 году Анализа разработки на месторождении пробурены 4 эксплуатационные скважины. На северо-западном крыле пробурены скважины №№472, 473, 474, на юго-восточном крыле скважина №467, результаты бурения которых учтены в настоящем Проекте.

В декабре 2022 года границы участка горнового отвода были увеличены. Площадь участка недра месторождении Камышитовое Юго-Восточное составляет 10,07 кв.км (за вычетом участка недр Сарайшык-0,33 кв.км).

На северо-западном крыле установлены 5 нефтяных объектов (K_1 III al, VII J_2 -1 пл, VII J_2 -2 пл, VIII J_2, IX J_2).

На юго-восточном крыле установлены 11 нефтяных объектов (K_1 II al -1 пл., K_1 II al -2 пл., K_1 III al, II J_2, III J_2, IV J_2, V J_2, VI J_2, VII J_2-1 пл., VII J_2-2 пл., VIII J_2.

Все нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые сводовые, тектонические и литологические экранированные.

Литологически продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов. Коллекторами являются тонко и мелкозернистые глинистые песчаники.

Юго-восточное крыло

Юго-восточное крыло опущено относительно северо-западного и на нем вскрыт более полный комплекс отложений, чем на Северо-западном крыле. По самым нижним юрским горизонтам (VIII J_2, VII J_2-2 пл., VII J_2-1 пл., VI J_2, V J_2,) структура разбита сбросами F_1, F_2 , F_4, F_5, F_6, f_7 на 5 блоков, вверх по разрезу (IV J2, III J_2, II J_2, K_1 III al), сбросы F_4, F_5 затухают, образуя 3 блока, по самым верхним меловым горизонтам (K_1 II al -2 пл., K_1 II al -1 пл.) затухает еще один сброс f_7 и структура разбита на 2 блока. Следует отметить, что сброс f_7 проведен из-за несоответствия положения флюидных разделов в одноименных пластах соседних скважин по материалам опробования и данным ГИС в продуктивном горизонте K_1 III al (около 30м) и несоответствия структурных построений в горизонтах VII J_2-1, VII J_2-2 пл.

II альбский горизонт, 1 пласт залегает в интервале глубин 330-443 м.

Структура в плане представляет собой полусвод, ограниченный с запада и северо-запада дугообразным сбросом грабена F_2, с северо-востока сбросом F_1. В структурном плане по кровле данного пласта выделяются 2 блока (I, II), разделенные сбросом F_6.

Блок I обширен по площади, расположен в юго-западной части крыла. В плане представляет собой полусвод, ограниченный с запада северо-запада дугообразным сбросом F_2, а с северо-востока - сбросом F_6. В контуре продуктивности пробурены 61 скважин, из них скв. №467 - новая. Опробованы 21 скважина (№№ 1, 2, 4, 5, 13, 15, 16, 110, 117, 123, 151, 154, 155, 156, 160, 161, 171, 175, 177, 178, 181), дебиты нефти варьировали в пределах 0,4 - 4,3 $м^3$/сут, воды 0,1-10,9 $м^3$/сут. ВНК принят условно на абсолютной глубине -445,6 м по подошве нефтяного пласта в скв. №10. Минимальная отметка кровли пласта в своде составляет -340 м, высота залежи – 105,6 м, размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности 1,9 х 2,6 км.

Пробуренные оценочные скважины №№500, 501 попали в зону литологического замещения коллекторов, тем самым сократив площадь нефтеносности на 84 тыс $м^2$.

Блок II опущен относительно блока I, имеет меньшие размеры, ограничен сбросами F_1 и F_6. На блоке пробурено всего 2 скважины (№№6, 150), из них скв. №6 опробована на разведочном этапе в 1983 году, скв. №150 опробована в 2014г, начальные дебиты нефти составили 3,8-4,3 $м^3$/сут, воды 0,6-0,8 $м^3$/сут. ВНК принят условно на абсолютной отметке - 479 м, соответствующей подошве нефтяного пласта в скв. №6. Высота залежи при принятом ВНК составляет 29,7 м.

II альбский горизонт, 2 пласт залегает на глубине 363-480м. Аналогично вышележащему пласту в структурном плане выделяются 2 блока (I, II).

На блоке I ловушка в плане представляет собой полусвод, экранированный сбросами F_2, F_6. Нефтяные коллектора по данным материалов ГИС выделены в 61 скважине, из них скв. №467 – новая. Опробованы 23 скважины (№№4, 5, 13, 14, 15, 16, 110, 114, 115, 117, 119, 123, 153, 151, 153, 154, 155, 156, 160, 161, 177, 178, 181), дебиты нефти варьировали в пределах 0,4 - 4,3 $м^3$/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта на абсолютной отметке -471,9 м в скв. №10. Минимальная отметка кровли пласта в своде составляет -370 м, высота залежи – 101,9 м, размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности 1,9 х 2,6 км.

Наблюдается уменьшение площади продуктивности по результатам бурения оценочных скважин №500, 501, которые вскрыли зону литологического замещения коллекторов, площадь продуктивности уменьшилась на 96,8 тыс $м^2$.

В блоке II пробурены 2 скважины (№№6, 150), из них скв.№150 пребывает в эксплуатации с 2014 г., начальный дебит нефти составил 2,4 $м^3$/сут., воды – 0,4 $м^3$/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №150 на абсолютной отметке -495,1 м. Минимальная отметка кровли коллектора в своде составляет -492,1 м, высота залежи в пределах принятого контура нефтеносности 3,0 м.

III альбский горизонт (K_1 III al) имеет несколько иное строение относительно вышележащих пластов II альбского горизонта. В целом, залежь представляет собой полусвод, экранированный сбросами F_2, F_6. По данным бурения скважин добавляется субширотный сброс f_7, который делит обширный блок I на два подблока I а и I б, разность положения ВНК между ними составляет около 30 м. Горизонт залегает в интервале глубин 460-594 м.

В блоке Iа продуктивная часть залежи вскрыта в 15 скважинах (№№ 2, 114, 135, 162, 163, 164, 165, 167, 168, 426, 446, 455, 463, 464, 467), из них скв. №467 – новая. Опробованы 7 скважин (№№ 2, 114, 162, 163, 164, 167, 168), дебиты нефти варьировали в пределах 1,2 - 1,3 м^3/сут, воды 2,2-10,8 м^3/сут. Прямой ВНК установлен по данным ГИС в скв. №167 на отметке -552,9 м. Минимальная отметка кровли коллектора в своде составляет -503,6 м, высота залежи – 49,3 м, размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности 0,7 х 0,4 км.

Оценочная скважина №501 подтверждает продуктивность данного горизонта по ГИС, вскрытая толщина нефти составила 3,2м. В геологическом строении изменений не наблюдается.

На блоке I б в контуре продуктивности пробурены 16 скважин (№№ 1, 15, 111, 154, 156, 172, 173, 174, 175, 177, 179, 430, 432, 441, 444, 500) из них опробованы 9 скважин (№№ 1, 15, 154, 156, 172, 174, 175, 177, 432), дебиты нефти варьировали в пределах 0,5 - 7,5 м^3/сут, воды 0,3-4,2 м^3/сут. ВНК принят в пределах отметок от -523,2 м (верхняя отметка водоносного пласта в скв. №442) до -525,3 м (подошва нефтяного пласта в скв. №173). Минимальная отметка пласта в своде составляет -480 м, высота залежи – 44 м, размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности 0,6 х 0,5 км.

Оценочная скважина №500 подтверждает продуктивность данного горизонта по ГИС, вскрытая толщина нефти составила 2,3м. В геологическом строении изменений не наблюдается.

На блоке II пробурены скв. №6, 150. Скважина №6 попала в зону фациального замещения. Скважина №150 пребывала в эксплуатации 1992-1995гг, начальный дебит нефти составил 0,5 м^3/сут. ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скважине №150 на отметке - 618,3 м. Минимальная отметка пласта в своде составляет -610,8 м, высота залежи – 7,5 м, размеры залежи в пределах принятого контура нефтеносности составляют 1,1 х 0,2 км.

II среднеюрский горизонт получил развитие в блоке I а и частично в блоке I б в скв. №113. В северной части на большей площади горизонт размыт и образует

стратиграфически выклинивающуюся ловушку. Горизонт залегает в интервале глубин 528-646 м.

В I а блоке получила развитие нефтяная залежь, с запада экранируется тектоническим нарушением F_2, а с севера зоной размыва и сбросом f_7. Продуктивная часть залежи вскрыта в 17 скважинах (№№ 2, 11, 112, 114, 115, 135, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 181, 455, 463), из них опробованы 14 скважины (№№ 2, 11, 112, 114, 115, 135, 162, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 181), дебиты нефти варьировали в пределах 0,2 - 19,1 $м^3$/сут, воды 0,4-35,2 $м^3$/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта на абсолютной отметке -666,5 м в скв. №11.

Оценочная скважина №501 попала в зону выклинивания, сократив площадь продуктивности на 24,2тыс. $м^2$.

В блоке I б горизонт получил развитие только в скв. №113, в которой при совместном опробовании с горизонтом III J_2 был получен приток нефти с водой дебитом 8.9 $м^3$/сут и 6,0 $м^3$/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №113 на абсолютной отметке -592,6 м.

Пробуренная оценочная скважина №500 попала в зону выклинивания, тем самым в геологическое строение изменений не внесла.

III среднеюрский горизонт имеет аналогичное геологическое строение вышележащему горизонту II-J_2. Основная северная часть залежи попала под размыв, образовав при этом стратиграфически экранированную ловушку.

В данном горизонте пробуренные оценочные скважины №№500, 501 попали в зону выклинивания, в результате площадь продуктивности уменьшилась на 88,7 тыс $м^2$.

В I а блоке нефтенасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в 21 скважине, из них скв. №467- новая. Опробование проведено в скважинах №№ 2, 112, 114, 115, 135, 162, 163, 164, 165, 167, 168, 169, 181, 455, 464, при опробовании получены притоки нефти дебитами 0,8-9,1 $м^3$/сут с небольшим количеством воды. ВНК установлен по данным ГИС в скв. №169 по контакту нефть-вода на абсолютной отметке – 658,8 м.

Новая скважина №467 по данным интерпретации материалов ГИС вскрыла нефтяной пласт толщиной 14,1 м. В сентябре 2024 года в скважине №467 проведены прострелочно-взрывные работы в интервалах 560-567 и 572-580 м. В результате перфорации получен приток нефти и воды дебитом 4,7 $м^3$/сут и 4,3 $м^3$/сут.

В I б блоке в контуре продуктивности пробурены 2 скважины №№ 113, 451. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №113 на абсолютной отметке -633 м.

Во II блоке в контуре продуктивности пробурена одна скв. №6, северная часть залежи, в районе скв. №150, попала под размыв. Скв. №6 пребывала в эксплуатации в период 1987-1997гг совместно с К1 II-al-1пластом. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв.6 на абсолютной отметке -652,6 м.

IV среднеюрский горизонт залегает в интервале глубин 516-653 м. Продуктивен в блоках I а, I б, II.

Пробуренные скважины №№500, 501 попали в зону литологического замещения, зона продуктивности сократилась на 35 тыс м^2.

В I а блоке нефтенасыщенные коллектора выделены в 15 скважинах (№№2, 112, 114, 156, 162, 163, 165, 181, 426, 443, 446, 455, 463, 464, 467), из них скв. №467 - новая. Опробование проведено в скважинах №№ 2, 112, 162, 164, 181, 455, 467 при опробовании получены притоки нефти дебитами 4,8-14 м^3/сут с небольшим количеством воды. ВНК принят с небольшим наклоном, в пределах отметок от -630,3 м (верхняя отметка водоносного пласта в скв. №164) до -631,7 м (самая низкая отметка нефтяного пласта в скв. №2).

Новая скважина №467 по данным интерпретации материалов ГИС вскрыла нефтяной пласт толщиной 13,9 м, тем самым увеличила площадь продуктивности на 22 тыс.м^2.

I б блок большей частью размыт, продуктивная часть залежи вскрыта в 9 скважинах (№№13, 111, 156, 160, 179, 430, 442, 444, 451). Опробование проведено в скважинах №№ 13, 111, 160, 179 при опробовании получены приток нефти дебитом 0,4 м^3/сут с водой (Qн=7,6 м^3/сут). ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №160 на абсолютной отметке -585,2 м.

Во II блоке нефтенасыщенные коллектора выделены по данным ГИС в скв. №6, северная часть залежи, в районе скв. №150, попала под размыв. В скв. №6 на разведочном этапе при испытании получен безводный приток нефти в объеме 12,1 м^3/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №6 на абсолютной отметке -693,8 м.

V среднеюрский горизонт залегает в интервале глубин 506-676 м. Нефтяные залежи установлены блоках I а, I б, I б/, II.

Скважины №№500, 501 попали в зону литологического замещения, общая зона продуктивности уменьшилась на 65 тыс м^2.

В I а блоке в контуре нефтеносности пробурены 8 скважин (№№ 112, 181, 426, 443, 446, 455, 463, 464), в скв. №№463, 464 при опробовании получены притоки нефти дебитами 0,8-3,8 м^3/сут с небольшим количеством воды. ВНК принят в пределах отметок от -633,4 м

(кровля самого верхнего водоносного пласта в скв. №162) до -635,5 м (самая низкая отметка нефтяного пласта в скв. №463).

В I б блоке продуктивная часть залежи вскрыта в 15 скважинах, из них опробованы 10 скважин (№№ 5, 13, 111, 119, 160, 161, 176, 177, 179, 180), дебиты нефти варьировали в пределах 0,4 - 5,6 м^3/сут, воды 0,9-22,7 м^3/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №161 на абс. отметке -603,1 м.

В I б/ блоке по данным материалов ГИС нефтяные пласты выделены в 9 скважинах (№№ 1, 14, 117, 123, 170, 178, 416, 457, 462), при опробовании в которых получены притоки нефти дебитами 0,4-1,6 м^3/сут и воды дебитами 0,1-8,7 м^3/сут. ВНК зафиксирован по данным ГИС в скв. №462 на абсолютной отметке -613 м.

Во II блоке площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и с северной части зоной размыва. В пробуренной в этом блоке скв. №6 при испытании получен безводный приток нефти дебитом 12,1 м^3/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №6 на абсолютной отметке -707,8 м.

VI среднеюрский горизонт залегает в интервале глубин 512-693 м. Продуктивная часть залежи вскрыта в блоках I б, I б/, II.

В I б блоке по данным ГИС нефтяные пласты выделены в 18 скважинах. При опробовании в скважинах №№ 13, 15, 111, 119, 174, 176, 177, 179, 180, 430, 432, 448, 451 получены притоки нефти дебитами 1,1-42,7 м^3/сут с небольшим количеством воды. ВНК принят наклонным от -609,1 м (контакт нефть-вода в скв. №111) до -611,3 м (подошва нефтяного пласта в скв. №180). С учетом принятого контакта высота залежи I б блока составляет – 90 м.

По данным ГИС в оценочной скв. №500 выделяется водонасыщенный коллектор, в результате чего геологическое строение залежи претерпело незначительные изменения. Площадь продуктивности сократилось на 1,2 тыс. м^2.

В I б/ блоке продуктивная часть залежи вскрыта в 14 скважинах. При опробовании в скважинах №№ 1, 16, 117, 123, 173, 175, 416, 441, 450, 457 получены притоки нефти дебитами 0,2-15 м^3/сут и воды дебитами 0,1-50,3 м^3/сут. ВНК принят наклонным от -620,7 м (контакт нефть-вода в скв. №№117, 450) до -628,3 м (подошва нефтяного пласта в скв. №462). С учетом принятого контакта высота залежи I б/ блока составляет – 57 м.

Во II блоке площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями. Продуктивная часть залежи вскрыта в скв. №№6, 150. ВНК по данным ГИС подсечен на абсолютной отметке -725,8 м в скв. №6. С учетом принятого контакта высота залежи II блока составляет – 15,8 м.

VII среднеюрский горизонт, 1 пласт залегает в интервале глубин 525-713 м. Продуктивная часть залежи вскрыта в блоках I а, I б, I б/, II.

В I а блоке нефтенасыщенные пласты выделены по ГИС в 2 скважинах №№426, 443, опробования не проводилось. ВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. №426 на отметке -638,8 м. С учетом принятого контакта высота залежи I а блока составляет – 4,4 м.

В I б блоке в контуре нефтеносности пробурены 14 скважин. При опробовании скв. №№ 5, 13, 15, 160, 172, 174, 176, 179, 430, 432 получены притоки нефти дебитами 0,3-22,5 м^3/сут с небольшим количеством воды. ВНК принят наклонным от -635,8 м (контакт нефть-вода в скв. №430) до -638,7 м (самая низкая отметка нефтяного пласта в скв. №444). С учетом принятого контакта высота залежи I б блока составляет 107 м.

Оценочная скважина №500 подтверждает геологическое строение залежи, в скважине выделяются водонасыщенные коллектора по данным интерпретации ГИС, скважина обводнилась под влиянием разработки из-за соседних скважин, начальная нефтенасыщенная толщина коллектора горизонта по скважине составила 6 м.

В I б/ блоке нефтенасыщенные пласты выделены по ГИС в 9 скважинах (№№ 16, 110, 171, 173, 175, 178, 416, 441, 457), из них опробованы 5 скважин (№№ 16, 110, 171, 175, 441), дебиты нефти варьировали в пределах 1 - 7,1 м^3/сут, воды 2,7-19,4 м^3/сут. ВНК принят наклонным от -631 м (контакт нефть-вода в скв. №416) до -634,6 м (самая низкая отметка нефтяного пласта в скв. №457). С учетом принятого контакта высота залежи I б/ блока составляет 52 м.

Во II блоке продуктивная часть залежи вскрыта в скв. №№6, 150. Скв. №150 находилась в эксплуатации 1988-1992 совместно с VI J2, начальный дебит нефти составил 7,9 м^3/сут. ВНК по данным ГИС принят на абсолютной отметке -745,3 м в скв. №150. С учетом принятого контакта высота залежи II блока составляет 45,3 м.

VII среднеюрский горизонт, 2 пласт залегает в интервале глубин 590-693 м. Для горизонта характерно наличие обширной зоны фациального замещения пород, занимающей центральную часть залежи. Нефтяные коллектора получили ограниченное развитие в пределах блоков I а, I б и I б/.

Пробуренные в I а и I б блоках скважины №№500, 501 обводнились под влиянием разработки соседних скважин, начальные нефтенасыщенные толщины коллектора по данным скважинам составили 6,7 м и 4,6 м соответственно.

В I а блоке нефтяные коллектора по данным материалов ГИС выделены в 5-и скважинах (№№426, 443, 446, 455, 501). При опробовании в скв. №№426, 443, 446 получены притоки нефти с водой дебитами 7,7-68,1 м^3/сут и 0,3-7,9 м^3/сут. ВНК условно принят на

отметке -696,2 м, что соответствует середине расстояния между нижней отметкой нефтяного пласта в скв. №426 (-674,4 м) и верхней отметкой водоносного пласта в скв. №2 (-718 м). С учетом принятого контакта высота залежи I а блока составляет - 28,5 м.

В I б блоке залежь с запада и юга контролируется тектоническими нарушениями, а с севера зоной литологического замещения пород. Продуктивная часть залежи вскрыта в 5-ти скважинах (№№ 111, 430, 442, 444, 451). При опробовании в скв. №№ 111, 430, 442, 444 получены притоки нефти дебитами 10-42,7 $м^3$/сут и воды дебитами 3,3-30 $м^3$/сут. ВНК принят на отметке -670,6 м по скважинам №№442 и 444). С учетом принятого контакта высота залежи I б блока составляет – 40 м.

В I б/ блоке получили развитие небольшие залежи, приуроченные к двум сводам, разделенными небольшой седловиной. Нефтенасыщенные коллектора выделены по материалам ГИС в 3-х скважинах (№№123 и 14, 450). Толщина коллекторов меняется в пределах 5,4-8,8 м, опробования не проводилось. ВНК в районе скв. №123 принят по ГИС по прямому контакту нефть-вода на абсолютной отметке -681,3 м. Высота залежи – 21,3 м. ВНК в районе скв. №№14 и 450 принят с небольшим наклоном от -714,4 м (верхняя отметка водоносного пласта в скв. №462) до -715,9 м (подошва нефтяного пласта в скв. №14). Высота залежи – 32,1 м.

VIII среднеюрский горизонт получил развитие только в одной скважине №450, где при опробовании получен промышленный приток нефти. Залежь линзовидного типа, в тех скважинах, где горизонт вскрыт, он выклинивается. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине составляет 16,1м.

Северо-западное крыло приподнято относительно Юго-восточного крыла и в связи с тем, что осадочный разрез здесь сильно сокращен, от продуктивных юрских отложений остались только нижние VII J2-1 пл, VII J2-2 пл, VIII J2, а от меловых III альбский горизонт. По последним полученным данным скв. №№ 209, 439, 440 попали в грабеновую часть структуры по всем продуктивным горизонтам и отделяются от основного блока северо-западного крыла сбросом грабена F_8. Северо-западное крыло сбросами разбито на блоки I и II.

III альбский горизонт (K_1 III al) выделен впервые на Северо-западном крыле по результатам опробования и интерпретации материалов ГИС в 24 скважинах. Горизонт залегает в интервале глубин 302-434м.

В I блоке нефтенасыщенные пласты выделены по данным ГИС в 23 скважинах, из них скв. №472 - новая. Скв. №№ 17, 131, 191, 425 пребывали в эксплуатации, из них самостоятельно только скв. №131, которая работает на горизонт с 2015г начальным дебитом нефти 4,3 $м^3$/сут, воды – 20,3 $м^3$/сут. ВНК по данным ГИС не установлен и условно

принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. №191 на отметке -426,9м.

Во II блоке получила развитие небольшая залежь, литологически ограниченная с южной части и зоной размыва Нефтенасыщенные пласты толщинами 1,4-4,2 м выделены по данным ГИС в 4–х скважинах (№201, 428, 447, 453), опробования не проводилось. ВНК принят наклонным от -346,7 м (верхняя отметка водоносного пласта в скв. №435) до -348 м (самая низкая отметка нефтяного пласта в скв. №201). С учетом принятого контакта высота залежи II блока составляет – 9,9 м.

Район скв.465. По последним данным установлено, что скважина №465 по III альбскому горизонту попала в приразломную зону между сбросами f_1 и F_2, образовав при этом ловушку, перспективную для накопления углеводородов, по нижним среднеюрским горизонтам продуктивные пласты остаются в основном блоке. По данным интерпретации материалов ГИС в разрезе III альбского горизонта выделены 4 нефтяных пласта суммарной толщиной 4,8 м, опробования не проводилось. ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтяного пласта на отметке -409 м. Высота залежи при принятом ВНК составляет 15,3 м.

VII среднеюрский горизонт, пласт 1 (J_2 пл. 1) залегает в интервале глубин 348-490 м, продуктивен в I, II блоках и в грабене.

В I блоке в пределах контура нефтеносности пробурены 24 скважины, из них скв. №472 - новая, в эксплуатации пребывало 19 скважин.

Залежь вступила в эксплуатацию в 1987 году скважинами №№7 (инт.440-447м), 20 (инт.430-438м), начальные дебиты нефти составили 2,3 и 8,1 $м^3$/сут без воды. В последующем к ним присоединились в 1988-1989гг скв. №№19, 122, 125, 137; в 1992-1995 гг – скв. №№121, 131, 182, 183, 210; в 2000-2015 гг скв. №№18, 186, 187, 189, 191, 419, 424, 425, начальные дебиты в первый месяц эксплуатации изменялись от 0,1 $м^3$/сут (скв.182) до 33 $м^3$/сут (скв.210).

ВНК принят наклонным от -487,6 м (верхняя отметка водоносного пласта в скв. №134) до -489,5 м (самая низкая отметка нефтяного пласта в скв. №191).

Во II блоке продуктивная часть вскрыта в 54 скважине, из них добывные возможности пласта были исследованы в 20 скважинах, начальные дебиты варьировали от 0,3 $м^3$/сут (скв.132) до 30,7 $м^3$/сут (скв.120).

Залежь вступила в эксплуатацию в 1988 году скважинами №№129, 130 совместно с VII-J2- 2 пл., начальные дебиты нефти составили 2,3 $м^3$/ут и 1,7 $м^3$/сут без воды.

Самостоятельно опробован в 11 объектах в 8 скважинах, начальные дебиты нефти варьировали от 0,8 $м^3$/сут до 6,7 $м^3$/сут в скважине №197, остальные скважины находились в разработке совместно с другими горизонтами.

На данном участке залежи пробурены новые скважины №473, 474. В скв. №473 вскрытая толщина нефти составила 8,2 м. В скв. №474 выделяется нефтенасыщенный коллектор толщиной 16,3 м, тем самым увеличила площадь продуктивности на 56 тыс.м^2. В марте 2025 года в скважине №474 проведены прострелочно-взрывные работы в интервалах 436,5-442 и 444-445,5 м. В результате перфорации получен приток нефти дебитом 11,3 м^3/сут.

ВНК по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв.№№197, 8 на абсолютной отметке -475 м. С учетом принятых контактов высота залежи I блока составляет –42,9 м, II – 101,4 м.

Грабен

В пределах грабеновой части структуры пробурены скв. №№209, 439, 440, из них по данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в скв. №209, скв. №№439, 440 попали в зону фациального замещения пород. Скв. №209 работает на пласт с 2000 года совместно с VIII, IX горизонтами, начальный дебит по нефти составил 2,3 м^3/сут, по воде – 25,5 м^3/сут. ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №209 на отметке -403 м.

VII среднеюрский горизонт, пласт 2 (J_2 пл. 2) залегает в интервале глубин 376-531 м. Продуктивность пласта установлена в I, II блоках и в грабене.

В I блоке в пределах контура нефтеносности пробурены 29 скважин, из них новая – скв. №472.

В эксплуатации пребывали 23 скважины, начальные дебиты нефти варьировали в широких пределах от 0,1 м^3/сут (скв.182) до 32,9 м^3/сут (скв.210).

На разведочном этапе проведено опробование в скв. №7 (инт.454-460м), №9 (инт.475-482м), где получены притоки нефти дебитами 29,9 м^3/сут и 8,3 м^3/сут, соответственно. В июле 2023 года в скважине №468 проведены прострелочно-взрывные работы в интервалах 446-471 м. В скважине №469 опробования проводились в интервалах 470-471. В результате перфорации получены притоки нефти дебитами 3,4-12,3 м^3/сут.

Новая скважина №472 по данным интерпретации материалов ГИС вскрыла нефтяной пласт толщиной 19,7 м. В марте 2025 года в скважине №472 проведены прострелочно-взрывные работы в интервалах 443-449 м. В результате перфорации получен приток нефти и воды дебитом 17,4 м^3/сут и 3 м^3/сут.

ВНК зафиксирован по данным ГИС в скв. №№124 и 133 на отметках -506 м и -506,7 м, самая верхняя отметка водоносного пласта выделена в скв. №134 на глубине -505,7 м, а самая низкая отметка нефтяного пласта выделена в скв. №137 на глубине -509,6 м. Исходя из вышеизложенного, ВНК принят в пределах отметок -505,7-509,6 м.

Во II блоке продуктивная часть залежи вскрыта в 53 скважинах. Опробование проведено в скважине №471 в интервалах 425-428 м. В эксплуатации пребывали 44 скважины, начальные дебиты нефти варьировали от 0,3 м^3/сут (скв. №132) до 57,9 м^3/сут (скв. №207).

Новая скважина №473 по данным интерпретации материалов ГИС вскрыла нефтяной пласт толщиной 16,3 м. В октябре 2024 года в скважине №473 проведены прострелочно-взрывные работы совместно с горизонтом VIII-J_2 в интервалах 415-423,5 и 441-446 м. В результате перфорации получен приток нефти дебитом 29,3 м^3/сут.

Промышленная нефтеносность установлена в 1982 году в скв. №3, где из интервала перфорации 390-410м был получен фонтанный безводный приток нефти дебитом 35,5 м^3/сут. Залежь вступила в разработку в 1987 году скважинами №№3, 21, начальный дебиты нефти составил 15,9 м^3/сут без воды.

ВНК зафиксирован по данным ГИС в скв. №129, 437, 460 на отметках, соответственно -476,8 м, -471,5 м, -473,1 м и варьирует в пределах отметок -471,5-476,8 м. С учетом принятых контактов высота залежи I блока составляет –44,3м, II блока – 75,1м.

В пределах грабена продуктивны по данным ГИС скв. №№439, 440, вступившие в эксплуатацию в 2017 году, начальный дебит нефти составил 4,8м^3/сут с небольшим количеством воды.

ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скв.439 на отметке -436,7м.

VIII среднеюрский горизонт залегает в интервале глубин 403-586 м.

Продуктивность пласта установлена в I, II блоках и грабене.

В I блоке в центральной части залежи получила развитие обширная зона фациального замещения пород. Всего в пределах контура нефтеносности пробурены 16 скважин, из них скв.№472 – новая. В эксплуатации пребывали 11 скважин, самостоятельно работали 6 скважин (№№121, 184, 187, 190, 191, 424), начальные дебиты нефти по ним варьировали от 0,9 м^3/сут (скв.184) до 27 м^3/сут (скв.187), воды от 1,4 м^3/сут (скв.424) до 18,2 м^3/сут (скв.184). Новая скважина №472 по данным интерпретации материалов ГИС вскрыла нефтяной пласт толщиной 6,6 м.

ВНК принят наклонным от -530,5 м (верхняя отметка водоносного пласта в скв. №183) до -537,2 м (контакт нефть-вода в скв. №137).

Во II блоке нефтенасыщенные пласты по данным ГИС выделены в 34 скважинах.

Из-за разности положения ВНК блок II разделен на 2 подблока IIа и II б, каждый со своим уровнем водораздела.

Так во *IIа подблоке* ВНК принят в пределах отметок от -471,6 м (контакт нефть-вода в скв. №205) до -477 м (контакт нефть-вода в скв. №№132, 136).

Всего опробовано 39 объектов в 25 скважинах. Промышленная продуктивность установлена в 1982 году в скв. №3, где из интервала 432-447 м получен безводный приток нефти дебитом 32,1 м^3/сут. В эксплуатацию горизонт вступил в 1987 году скважиной №17, затем в 1988 году к ней присоединились скв. №№22, 120, 132, 136; в 1993-199гг в эксплуатацию вступили скв. №№ 201, 205, 206, 207, 208; в 2008-2019гг – скв. №№409, 412, 420, 422, 423, 428, 429, 431, 433, 436, 445, 447, 454, начальные дебиты нефти варьировали в пределах 0,2-41,4 м^3/сут.

Во II б подблоке в контуре нефтеносности пробурена одна скважина №21, которая вступила в эксплуатацию в июне 2019г совместно с VII-1 пл.

ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скв.№21 на отметке -488,9м.

Грабен

В грабеновой части структуры нефтенасыщенные пласты по данным материалов ГИС выделены в скв. №№209, 439 и подтверждены опробованием, максимальный дебит нефти получен в скважине №439 в объеме 5,8 м^3/сут с небольшим количеством воды. ВНК условно принят по подошве нефтяного пласта в скв. №209 на абс. отметке – 474,6 м.

IX среднеюрский горизонт выделен впервые. К горизонту приурочены линзовидные залежи, получившие ограниченное распространение в 3-х скважинах (№№137, 206, 209), в остальных скважинах горизонт часто выклинивается, либо не вскрыт. Все скважины опробованы совместно с другими горизонтами, начальные дебиты нефти составляли 0,1-10 м^3/сут.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

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

Анализ результатов исследования керна. На месторождении с отбором керна пробурено 18 скважин:

- 12 поисково-разведочных – №№1, 2, 4, 5, 6, 10, 11 на Юго-Восточном крыле, №№3, 7, 8, 9, 12, на Северо-Западном крыле;
- 4 эксплуатационные – №№114, 115 на Юго-Восточном крыле, №№137, 461 на Северо-Западном крыле;
- 2 оценочных - №№500, 501 на Юго-Восточном крыле.

После АР-2024 года в новых пробуренных скважинах керн не отбирался.

По месторождению общая проходка составила 913,5 м, вынос керна – 290,25 м или 31,77% от проходки. Интервал долбления колонковым долотом варьирует от 5 до 30 м. Диапазон выноса керна при этом от 0,2 до 13 м.

Из 15 скважин на анализ отобрано и изучено 124 образцов. Из них 18 образцов керна отобрано из нижнемеловой толщи (скв. №№1, 4, 5, 6, 7, 115, 500), 98 – из среднеюрской (скв. №№1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 114, 137, 461, 500), 8 – из пермотриасовой (скв. №№3, 8, 9, 500). На продуктивные горизонты мела и юры приходится 95 образцов, из них кондиционными являются 68 образцов.

В таблицах 2.2.1 и 2.2.2 представлены данные по отбору и изученности керна, а также по освещенности продуктивных горизонтов проходкой, выносом керна и кондиционными анализами керна.

Таблица 2.2.1 - Сведения по отбору керна по скважинам месторождения

№ скв.	Забой, м	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных образцов	Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты	Количество кондиционных образцов
		Проходка, м	Вынос керна				
			м	%			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
1	950	75	22,5	30	4	2	1
2	1005	110	18,3	16,64	1	1	1
3	700	60	18,4	30,67	2	1	1
4	730	20	2,6	13	1	1	1
5	705	45	13,5	30	9	5	3
6	750	70	25,5	36,43	7	6	6
7	750	85	25,3	29,76	4	3	3
8	695	60	20,75	34,58	5	-	-
9	650	55	21,25	38,64	6	4	2
10	705	60	7,9	13,17	-	-	-
11	700	75	4,4	5,87	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
12	700	60	31,7	52,83	3	2	1
114	650	17	0,5	2,94	1	1	1
115	650	15	1,3	8,67	1	-	-
137	600	10	0,4	4	2	-	-
461	470	36	32,4	90	53	49	38
500	750	51,5	40,55	78,74	25	20	10
501	750	9	3	33,33	-	-	-
Всего по мест-ю:		**913,5**	**290,25**	**31,77**	**124**	**95**	**68**

Таблица 2.2.2 - Отбор керна по продуктивным горизонтам

Горизонт	**Толщина горизонта, м**	**Общая проходка с отбором керна**			**Образцы, отобранные в продуктивной части**	**Кондиционные образцы**
		Проходка, м	**Вынос керна**			
			м	**%**		
Юго-Восточное крыло						
K1al-1 пласт	99,31	38	15,9	41,84	5	4
K1al-2 пласт	10,05	5,07	3,77	74,36	1	1
III-K1al	28	15,3	6,8	44,44	-	-
II-J2	16,5	13	5	38,46	-	-
IV-J2	10,6	10	0,5	5,00	1	1
V-J2	36,8	22	10,5	47,73	3	2
VI-J2	80,82	38,36	25,76	67,15	26	15
VII-J2 1 пласт	55,57	27,65	4,15	15,01	-	-
Северо-Западное крыло						
VII-J2 1 пласт	63,8	28	7,1	25,36	9	2
VII-J2 2 пласт	104,4	46,1	26,3	57,05	41	34
VIII-J2	155,2	36,4	10	27,47	9	9
Всего по мест-ю:		**279,88**	**115,78**	**41,37**	**95**	**68**

Граничное значение проницаемости по сопоставлению динамической пористости с абсолютной проницаемостью. Динамическая пористость рассчитана с использованием остаточной нефти и воды по результатам моделирования коэффициента извлечения в системе нефть-вода: Кпдин=Кп*(1-Кон-Ков).

Сопоставление динамической пористости с проницаемостью по газу, где при проницаемости равной 1 мД для мела и 2,4 мД для юры динамическая пористость равна нулю.

Для *определения граничного значения пористости по мелу* построены интегральные кривые распределения пористости по классам с проницаемостью Кпр<1 мД и Кпр>1 мД. Пересечение интегральных кривых определило граничное значение пористости равное 17%.

Граничное значение пористости для юры определено по пересечению линии граничного значения проницаемости с трендом зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости и равно 15%.

В литологическом отношении юрско-нижнемеловой разрез, к которому приурочены продуктивные горизонты, сложен песчано-глинистыми породами, в разрезе средней юры встречаются слабосцементированные песчаники.

Комплекс исследований включал определение открытой пористости, абсолютной проницаемости, карбонатности, объемной и минералогической плотности, гранулометрического состава. Все исследования выполнялись в атмосферных условиях.

По результатам исследований керна определены граничные значения проницаемости, пористости; подсчитаны средние значения пористости, проницаемости. Получены значения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти по данным специальных исследований на керне.

Результаты геофизических исследований скважин. Интерпретация материалов ГИС выполнена по новым №№467, 472, 473, 474 скважинам, где проведены соответствующие исследования.

Вскрытие разреза в новых скважинах проводилось на полимерном буровом растворе, с удельным весом 1,18-1,65 г/см^3, вязкостью – 30-57 сек. Сопротивление промывочной жидкости составило 0,05-0,4 Омм при температуре 26-42^{0}С.

Геофизические исследования в новых скважинах выполнены сервисной компанией «ТОО Атыраугеоконтроль».

Виды и объемы ГИС. Комплекс промыслово-геофизических исследований проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

В открытом стволе в новых скважинах с целью оценки емкостно-фильтрационных свойств коллекторов в продуктивном разрезе выполнен современный комплекс ГИС включающий в себя: ГК (гамма каротаж), НГК (нейтронный гамма каротаж), ННКт (нейтронный каротаж), СГК (спектральный гамма каротаж), ПС (самопроизвольная поляризация), кавернометрию, КС (кажущееся сопротивление), БК (боковой каротаж), ИК (индукционный каротаж), ИК-5 (ВИКИЗ), МБК (микробоковой каротаж), МКЗ (микрокаротажное зондирование), ГГК-п (гамма-гамма каротаж плотностной), АК (акустический каротаж), инклинометрию, резистивиметрию, термометрию. Запись ГИС хорошего качества и позволяет на качественном и количественном уровне выявить в изучаемом разрезе коллектора, количественно оценить их емкостные свойства.

Для определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, методы ГК и ЛМ служили для привязки по глубине к разрезу ствола скважины. Для определения рабочих пластов-коллекторов выполнен комплекс исследований приборами, которые состояли из модулей для записи методов ГК, ЛМ, термометрия, барометрия, влагометрия,

индукционная резистивиметрия, расходометры, СТИ.

Промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой за анализируемый период выполнены в 30 скважинах в количестве 34 исследований, из них в комплексе выполнены 31 исследования для определения текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов, технического состояния скважин и для определения качества цементирования скважин, а также 3 исследования для определения профиля притока работающих интервалов пластов-коллекторов.

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

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

Определение объемной глинистости проведены по методу гамма каротажа по двойному разностному параметру.

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

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи с использованием петрофизических зависимостей для мела: $Рп=Кп^{-1,83}$, $Рн=Кв^{-1,82}$ и для юры: $Рп=Кп^{-1,82}$, $Рн=Кв^{-1,95}$.

Выделение эффективных толщин проводилось с учетом граничных значений: для отложений мела – Кп.гр=17%, Кгл.гр=38,8%; для отложений юры – Кп.гр=15%, Кгл.гр=39,6%. Для выявления продуктивных коллекторов применено $Кнг^{гр}$=40%.

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

В дальнейшем при проведении комплекса ГИС в открытом стволе скважин и изучении электрических свойств пород разреза, рекомендуется продолжить исследования при помощи многозондовой аппаратуры бокового или индукционного каротажа. В закрытом стволе скважин необходимо проведение промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой, направленных на определение остаточной нефтенасыщенности пластов-коллекторов, на определение качества цементажа и тех. состояние скважины, на определение профиля притока перфорированных пластов и

изучения состава поступающего флюида, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин с учетом новых данных представлена в таблицах 2.2.3, 2.2.4.

Таблица 2.2.3 – Характеристика толщин пластов (Северо-Западное крыло)

Толщина	Наименование	*Северо-западное крыло*				
		III al	**VII J2-1 пл**	**VII J2-2 пл**	**VIII J2**	**IX J2**
Общая	Средняя, м	6,3	16,0	24,8	25,6	22,0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,243	0,247	0,209	0,403	0,428
	Интервал изменения, м	5,0-11,4	9,1-25,9	13,0-40,1	11,0-68,8	13,0-35,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,3	6,6	14,6	13,0	7,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,469	0,489	0,537	0,801	0,585
	Интервал изменения, м	1,0-4,8	1,2-16,3	1,6-34,3	0,6-42,3	3,6-13,8
Водонасыщенная	Средняя, м	4,0	8,2	9,2	10,0	-
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,544	0,72	0,657	0,695	-
	Интервал изменения, м	1,7-11,4	1,4-15,8	1,0-27,0	0,9-27,2	-
Эффективная	Средняя, м	3,0	6,8	15,8	16,1	7,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,651	0,498	0,471	0,655	0,585
	Интервал изменения, м	1,0-11,4	1,2-16,3	1,8-36,7	1,2-42,3	3,6-13,8

Таблица 2.2.4 – Характеристика толщин пластов (Юго-Восточное крыло)

Толщина	Наименование	*Юго-восточное крыло*									
		K1 II al-1	**K1 II al-2**	**K1III al**	**II-J2**	**III-J2**	**IV-J2**	**V-J2**	**VI-J2**	**VII-J2-1**	**VII-J2-2**
Общая	Средняя, м	23,1	12,0	6,4	13,9	15,2	12,9	11,5	15,8	16,5	17,7
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,074	0,134	0,239	0,349	0,336	0,336	0,304	0,337	0,250	0,305
	Интервал изменения, м	15,0-29,0	9,0-16,0	5,0-10,6	5,0-23,7	8,8-30,3	6,6-22,6	4,5-22,4	8,0-33,7	10,6-33,1	7,0-26,9
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,4	4,1	3,2	9,3	9,4	5,6	5,4	6,6	6,7	11,3
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,417	0,373	0,455	0,618	0,620	0,558	0,524	0,643	0,598	0,432
	Интервал изменения, м	0,6-10,5	0,8-6,8	0,8-6,7	1,3-21,6	1,9-22,0	1,8-13,9	0,9-11,7	1,6-15,6	1,6-15,1	5,4-20,1
Водонасыщенная	Средняя, м	-	3,5	3,8	17,2	5,4	6,6	6,0	8,9	8,6	10,7
	Коэффициент вариации, доли ед.	-	0,507	0,393	0	0,759	0,297	0,519	0,474	0,594	0,688
	Интервал изменения, м	-	1,7-5,2	0,7-6,7	17,2-17,2	1,3-9,5	4,0-10,0	2,9-12,3	3,2-19,0	1,3-18,5	2,6-24,4
Эффективная	Средняя, м	5,4	4,1	3,7	9,7	9,4	6,4	5,6	8,6	8,8	12,1
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,424	0,378	0,401	0,603	0,599	0,605	0,532	0,554	0,504	0,540
	Интервал изменения, м	0,6-10,5	0,8-6,8	0,8-6,7	1,3-21,6	1,9-22,0	1,8-19,0	0,9-12,3	2,0-19,0	1,6-18,5	2,6-25,5

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов коллекторов, являются коэффициент песчанистости и коэффициент расчлененности.

Полученные показатели неоднородности приведены в таблице 2.2.5, 2.2.6.

Таблица 2.2.5 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (Северо-Западное крыло)

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости		Коэффициент расчлененности		Характеристика прерывистости
		среднее значение	коэффициент вариации	Среднее значение	коэффициент вариации	
III al	49	0,5	0,455	1,4	0,371	0,58
VII J2-1	79	0,4	0,465	3,3	0,582	0,86
VII J2-2	90	0,6	0,392	3,6	0,620	0,98
VIII J2	70	0,6	0,472	3,7	0,565	0,84
IX J2	3	0,32	0,157	3,3	0,616	1,0

Таблица 2.2.6 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (Юго-Восточное крыло)

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости		Коэффициент расчлененности		Характеристика прерывистости
		среднее значение	коэффициент вариации	Среднее значение	коэффициент вариации	
II al-1пл	63	0,23	0,407	4,3	0,386	0,9
II al-2пл	64	0,35	0,373	2,7	0,373	0,9
III al	57	0,6	0,395	1,5	0,414	0,84
II J2	19	0,66	0,395	2,5	0,480	1,0
III J2	25	0,6	0,380	2,7	0,546	1,0
IV J2	28	0,51	0,421	2,7	0,460	0,93
V J2	41	0,5	0,457	2,3	0,543	0,87
VI J2	79	0,5	0,422	2,8	0,473	0,96
VII J2-1	43	0,5	0,430	3,1	0,477	0,91
VII J2-2	19	0,6	0,465	2,6	0,511	0,86
VIII J2	1	0,72	-	5	-	-

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамике, приведены в таблице 2.2.7.

Таблица 2.2.7 – Сравнение характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм^2*10^{-3}	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*
Юго-Восточное крыло				
Горизонт II-K$_1$al 1пл.				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	4	4	-
	Среднее значение	58,5	0,36	-
	Интервал изменения	10,7-128,28	0,29-0,44	-
	Коэффициент вариации	0,819	0,179	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	63	63	63
	Количество определений	263	263	263
	Среднее значение	326	0,296	0,587
	Интервал изменения	5-2043	0,18-0,39	0,40-0,81
	Коэффициент вариации	1,060	0,169	0,193
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	6	-	-
	Количество определений	8	-	-
	Среднее значение	263,8	-	-
	Интервал изменения	0,5-675,78	-	-
	Коэффициент вариации	1,139	-	-
Горизонт II-K$_1$al 2пл.				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	1	1	-
	Среднее значение	29,87	0,41	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	62	62	62
	Количество определений	257	257	232
	Среднее значение	218	0,294	0,545
	Интервал изменения	5-2043	0,18-0,39	0,40-0,81
	Коэффициент вариации	0,867	0,138	0,134
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	2	-	-
	Среднее значение	13,15	-	-
	Интервал изменения	0,5-25,8	-	-
	Коэффициент вариации	0,957	-	-
Горизонт III-K$_1$al				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	29	29	2
	Количество определений	40	40	34
	Среднее значение	368	0,308	0,626
	Интервал изменения	14-1112	0,20-0,39	0,40-0,77
	Коэффициент вариации	0,853	0,171	0,158
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Горизонт II-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	18	18	18
	Количество определений	42	42	37
	Среднее значение	544	0,296	0,695
	Интервал изменения	19-1797	0,20-0,38	0,45-0,83
	Коэффициент вариации	0,981	0,160	0,132
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-
	Количество определений	5	-	-
	Среднее значение	195,208	-	-
	Интервал изменения	13,96-587	-	-
	Коэффициент вариации	0,972	-	-
Горизонт III-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	23	23	23
	Количество определений	59	59	57
	Среднее значение	437	0,29	0,66
	Интервал изменения	12-1876	0,18-0,37	0,40-0,85
	Коэффициент вариации	1,204	0,155	0,169
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	5	-	-
	Среднее значение	400,114	-	-
	Интервал изменения	15,4-1650,79	-	-
	Коэффициент вариации	1,561	-	-
Горизонт IV-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	1	1	-
	Среднее значение	34	0,32	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	25	25	25
	Количество определений	59	59	56
	Среднее значение	297	0,28	0,61
	Интервал изменения	27-1811	0,21-0,36	0,40-0,77
	Коэффициент вариации	1,125	0,111	0,148
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	1	-	-
	Среднее значение	131	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Горизонт V-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	
	Количество определений	2	2	
	Среднее значение	41,5	0,264	
	Интервал изменения	36-47	0,176-0,352	
	Коэффициент вариации	0,176	0,339	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	34	34	34
	Количество определений	78	78	76
	Среднее значение	296	0,275	0,619
	Интервал изменения	16-1469	0,18-0,36	0,40-0,78
	Коэффициент вариации	0,874	0,115	0,158

Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Горизонт VI-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	11	15	-
	Среднее значение	1392,33	0,31	-
	Интервал изменения	11-6527,2	0,16-0,41	-
	Коэффициент вариации	1,43	0,25	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	32	32	32
	Количество определений	75	75	69
	Среднее значение	173	0,263	0,571
	Интервал изменения	13-935	0,18-0,37	0,40-0,74
	Коэффициент вариации	0,901	0,123	0,134
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	2	-	-
	Среднее значение	480,3	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Горизонт VII-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	33	33	33
	Количество определений	98	98	92
	Среднее значение	288,16	0,269	0,592
	Интервал изменения	12-2299	0,18-0,34	0,41-0,82
	Коэффициент вариации	1,559	0,131	0,1735
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	5	-	-
	Количество определений	5	-	-
	Среднее значение	185,274	-	-
	Интервал изменения	8,8-812,74	-	-
	Коэффициент вариации	1,707	-	-
Северо-Западное крыло				
Горизонт III-K_1al				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	28	28	28
	Количество определений	45	45	34
	Среднее значение	143,8	0,26	0,55
	Интервал изменения	15-557	0,18-0,33	0,40-0,68
	Коэффициент вариации	1,016	0,139	0,167
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Горизонт VII-J_2 1 пл.				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	2	-
	Количество определений	1	2	-
	Среднее значение	1040	0,305	-
	Интервал изменения	-	0,27-0,339	-

	Коэффициент вариации	-	0,098	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	78	78	78
	Количество определений	249	249	236
	Среднее значение	287,2	0,27	0,61
	Интервал изменения	6-2394	0,17-0,36	0,40-0,82
	Коэффициент вариации	1,255	0,133	0,166
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	4	-	-
	Среднее значение	96,588	-	-
	Интервал изменения	19,38-168,08	-	-
	Коэффициент вариации	0,581	-	-
Горизонт VII-J_2 2 пл.				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	4	-
	Количество определений	33	34	-
	Среднее значение	3740,2	0,343	-
	Интервал изменения	3,1-10000	0,197-0,440	-
	Коэффициент вариации	1,159	0,157	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	82	82	82
	Количество определений	254	254	242
	Среднее значение	1733,4	0,29	0,77
	Интервал изменения	11-8763	0,18-0,37	0,40-0,93
	Коэффициент вариации	1,162	0,132	0,163
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	6	-	-
	Количество определений	6	-	-
	Среднее значение	737,13	-	-
	Интервал изменения	2,75-3006,12	-	-
	Коэффициент вариации	1,465	-	-
Горизонт VIII-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	9	9	-
	Среднее значение	6542,7	0,368	-
	Интервал изменения	5,7-10000	0,267-0,409	-
	Коэффициент вариации	0,689	0,143	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	50	50	50
	Количество определений	132	132	125
	Среднее значение	1624,5	0,28	0,76
	Интервал изменения	10-20689	0,16-0,37	0,40-0,94
	Коэффициент вариации	1,657	0,142	0,167
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	5	-	-
	Среднее значение	851,85	-	-
	Интервал изменения	42,113-1830,46	-	-
	Коэффициент вариации	0,630	-	-
Горизонт IX-J_2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	3	3
	Количество определений	10	10	10
	Среднее значение	328,4	0,28	0,64
	Интервал изменения	19-477	0,17-0,33	0,46-0,78
	Коэффициент вариации	0,541	0,182	0,128
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Ниже изложены сведения о характеристике продуктивных горизонтов.

Юго-Восточное крыло

Горизонт II-K₁al 1 пл по керну скважин №№4, 5, 500, 501 литологически представлен песчаником темно-серого цвета, мелкозернистым, глинистым и глиной темно-серой, средней плотности, слабослюдистой, песчанистой.

По четырем кондиционным образцам пористость изменяется в интервале от 0,29 до 0,44 доли ед., в среднем составляя 0,36 доли ед. Проницаемость меняется от 10,7 до 128,28 мкм^2*10^{-3}, в среднем равна 58,5 мкм^2*10^{-3}.

По 263 определениям по промыслово-геофизическим исследованиям в 63 скважинах пористость составила в среднем 0,296 доли ед. в диапазоне 0,18-0,39 доли ед. Нефтенасыщенность варьирует в пределах 0,40-0,81 доли ед., в среднем составляя 0,587 доли ед.

В результате гидродинамических исследований в 6 скважинах проницаемость по 8 определениям меняется в интервале 0,5-675,78 мкм^2*10^{-3}, в среднем составляя 263,8 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт II-K₁al 2пл освещен в скважине №500 и представлен алевролитом серым, тонкозернистым. По одному образцу керна пористость составляет 0,41 доли ед., проницаемость – 29,87 мкм^2*10^{-3}.

По промыслово-геофизическим исследованиям в 62 скважинах выделены 257 нефтенасыщенных пласта с пористостью в среднем 0,294 доли ед. с интервалами изменения 0,18-0,39 доли ед., нефтенасыщенностью 0,545 доли ед. с интервалами изменения 0,40-0,81 доли ед.

Проницаемость по 2 определениям ГДИС изменяется от 0,5 до 25,8 мкм^2*10^{-3} и в среднем составляет 13,15 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт III-K₁al вскрыт с отбором керна в 4 скважинах (№№2, 6, 10, 11) и по макроописанию керна представлен преимущественно песчаником зеленоватого цвета, мелкозернистым, крепкосцементированным, редко серой, плотной глиной.

Кондиционные образцы отсутствуют.

По ГИС определены пористость и нефтенасыщенность коллекторов. По 40 определениям 29 скважин пористость изменяется от 0,20 до 0,39 доли ед., в среднем составляя 0,308 доли ед., нефтенасыщенность – от 0,40 до 0,77 доли ед., в среднем – 0,626 доли ед.

ГДИС не проводились.

Горизонт II-J₂ представлен керном из скважины №2 и сложен из песчаников темно-серых, мелкозернистых.

В пределах горизонта анализы керна не проводились.

По ГИС значения пористости по 42 определениям составляют в среднем 0,296 доли ед., нефтенасыщенность – 0,695 доли ед., меняясь от 0,45 до 0,83 доли ед.

Проницаемость по ГДИС составляет в среднем 195,21 мкм^2, меняясь при этом в пределах 13,96-587 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт III-J$_2$ керном не охарактеризован.

Пористость по ГИС изменяется в интервале от 0,18 до 0,37 доли ед., в среднем составляя 0,29 доли ед. Нефтенасыщенность в диапазоне 0,40-0,85 доли ед. в среднем составляет 0,66 доли ед.

ГДИС проведены в 4 скважинах и получена средняя величина проницаемости 400,114 мкм^2*10^{-3} с диапазоном изменения 15,4-1650,79 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт IV-J$_2$ вскрыт с отбором керна в скважине №114 и литологически представлен песчаником зеленоватым, мелкозернистым, рыхлым и алевролитом серым, слабоглинистым, плотным.

По одному кондиционному образцу пористость составляет 0,32 доли ед., проницаемость – 34 мкм^2*10^{-3}.

Значения пористости по 59 определениям ГИС изменяются от 0,21 до 0,36 доли ед., в среднем 0,28 доли ед., нефтенасыщенности меняются от 0,40 до 0,77 доли ед., в среднем составляя 0,61 доли ед.

По одному определению ГДИС проницаемость составляет 131 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт V-J$_2$ охарактеризован керном в скважинах №№1, 2 и по макроописанию сложен песчаником светло-серым, мелкозернистым, крепкосцементированным; песком серым, среднезернистым.

Лабораторные исследованиям керна проведенные по 2 определениям пористости меняется от 0,176 до 0,352 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,264 доли ед. Проницаемость имеет интервал 36-47 мкм^2, среднее значение равно 41,5 мкм^2*10^{-3}.

По результатам промыслово-геофизических исследований величина пористости коллекторов варьируется в диапазоне 0,18-0,36 доли ед., нефтенасыщенности – 0,40-0,78 доли ед. Средние значения составляют 0,275 и 0,619 доли ед. соответственно.

ГДИС не проводились.

Горизонт VI-J$_2$ представлен керном из скважин №№2, 5, 6, 500 и сложен песчаником серым мелкозернистым, слабосцементированным.

По горизонту проанализировано 15 кондиционных образцов с пористостью от 0,16 до 0,41 доли ед., с проницаемостью от 11 до 6527,2 мкм^2*10^{-3}, со средними значениями 0,31 доли ед. и 1392,33 мкм^2*10^{-3}.

По 75 определениям ГИС пористость имеет интервал изменения 0,180-0,37 доли ед., в среднем 0,263 доли ед. Нефтенасыщенность при диапазоне 0,40-0,74 доли ед. в среднем составляет 0,571 доли ед.

Проницаемость по ГДИС составляет в среднем составляет 480,3 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт VII-J$_2$. В пределах горизонта керн не отбирался.

По 98 определениям ГИС в 33 скважинах диапазон значений пористости составляет 0,18-0,34 доли ед., нефтенасыщенности 0,41-0,82 доли ед., в среднем равны 0,269 и 0,592 доли ед.

Проницаемость по ГДИС составляет в среднем составляет 185,27 мкм^2*10^{-3}.

Северо-Западное крыло

Горизонт III-K$_1$al керном не охарактеризован.

Пористость по ГИС изменяется в интервале от 0,18 до 0,33 доли ед., в среднем составляя 0,26 доли ед. Нефтенасыщенность в диапазоне 0,40-0,68 доли ед. в среднем составляет 0,55 доли ед.

ГДИС отсутсвует.

Горизонт VII-J$_2$ 1 пл. освещен керном из скважин №№5, 6, 7, 9, 12, 461, 500 и представлен песчаником и светло-серой слабоуплотненной глиной.

Пористость по 2 кондиционным образцам составляет 0,305 доли ед., значение проницаемости – 1040 мкм^2*10^{-3}.

Пористость по ГИС по 249 определениям изменяется от 0,170 до 0,360 доли ед., нефтенасыщенность варьирует от 0,40 до 0,82 доли ед., в среднем 0,27 и 0,61 доли ед.

По данным ГДИС получены 4 определения проницаемости со средним значением 96,588 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт VII-J$_2$ 2 пл. охарактеризован керном из скважин №№3, 7, 12, 461 и состоит из песчаника серого, зеленовато-серого, мелкозернистого, глинистого, слабосцементированного.

По 34 кондиционным образцам средняя пористость составила 0,343 доли ед., средняя проницаемость – 3740,2 мкм^2*10^{-3}.

По данным ГИС пористость коллекторов меняется от 0,180 до 0,370 доли ед., нефтенасыщенность от 0,400 до 0,930 доли ед., в среднем составляя 0,290 и 0,77 доли ед. соответственно.

По 6 определениям ГДИС проницаемость изменяется от 2,75 до 3006,12 мкм^2*10^{-3}, в среднем составляя 737,13 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт VIII-J₂ вскрыт с отбором керна в скважинах №№3, 7, 8, 9, 461 и литологически представлен песчаником темно-коричневым, мелкозернистым на глинистом цементе.

По лабораторным исследованиям керна по 9 определениям пористость меняется от 0,267 до 0,409 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,368 доли ед. Проницаемость имеет интервал 5,7-10000 мкм^2*10^{-3}, среднее значение равно 6542,7 мкм^2*10^{-3}.

Значения пористости по ГИС в среднем составляют 0,28 доли ед., при диапазоне 0,160-0,370 доли ед. Нефтенасыщенность колеблется в пределах 0,400-0,940 доли ед.

По ГДИС значения проницаемости варьируются в пределах 42,113-1830,46 мкм^2*10^{-3}, среднее значение при этом равно 851,85 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт IX-J₂. В пределах горизонта керн не отбирался.

По 10 определениям ГИС в 3 скважинах диапазон значений пористости составляет 0,17-0,33 доли ед., нефтенасыщенности 0,46-0,78 доли ед., в среднем равны 0,280 и 0,640 доли ед.

ГДИС не проводились.

В таблице 2.2.8 приведены сравнение статистических рядов распределения проницаемости горизонта.

Таблица 2.2.8 – Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

По данным лабораторного изучения керна								
Интервалы изменения, мкм^2*10^{-3}	Число случаев							
	Юго-Восточное крыло					Северо-Западное крыло		
	II-K₁al 1пл.	II-K₁al 2пл.	IV-J₂	V-J₂	VI-J₂	VII-J₂ 1 пл.	VII-J₂ 2 пл.	VIII-J₂
1-10	-	-	-	-	-	-	2	1
10-100	3	1	1	2	3	-	5	1
100-200	1	-	-	-	2	-	-	-
200-300	-	-	-	-	-	-	-	-
300-400	-	-	-	-	-	-	2	-
400-500	-	-	-	-	-	-	-	-
500-600	-	-	-	-	2	-	1	-
600-700	-	-	-	-	-	-	1	-
700-800	-	-	-	-	-	-	1	-
800-900	-	-	-	-	-	-	-	-
900-1000	-	-	-	-	-	-	-	-
1000-2000	-	-	-	-	2	1	4	-
2000-3000	-	-	-	-	-	-	3	-
3000-4000	-	-	-	-	1	-	1	-
4000-5000	-	-	-	-	-	-	1	-
5000-6000	-	-	-	-	-	-	3	-
6000-7000	-	-	-	-	1	-	1	3
7000-8000	-	-	-	-	-	-	1	-
8000-9000	-	-	-	-	-	-	-	1
9000-10000	-	-	-	-	-	-	1	-
10000<	-	-	-	-	-	-	6	3

Освещенность продуктивных горизонтов кондиционными анализами керна значительно ниже. Поэтому, сравнивать значения пористости по керну и по ГИС не представляется возможным. Для расчётов рекомендуется взять значения Кп по геофизическим данным, так как они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов.

Значения проницаемости, определённые по керну и гидродинамике, значительно различаются. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление дает проницаемость, определенная по гидродинамическим исследованиям.

2.3. Состав и свойства нефти и газа эксплуатационных объектов

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). Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз».

Результаты лабораторных исследований по скважинам приведены в табличных приложениях П. 2.3.1, П.2.3.2 и П.2.3.3.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

В целом физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены 49-ю пробами нефти по горизонтам:

в пластовых условиях				
Участок	Горизонт	Вид пробы	Количество проб	№ Скважин(ы)
Юго-Восточное крыло	K_1 II al	глуб.	1	6;
		рекомб.	3	6, 123, 156;
	K_1 III al	рекомб.	2	163;
	II-J_2	глуб.	1	2;
		рекомб.	1	167;
	III-J_2	глуб.	1	2;
	V-J_2	глуб.	1	1;
		рекомб.	1	464;
	VI-J_2	глуб.	1	1;
		рекомб.	1	432;
	VII-J_2	рекомб.	3	111, 441, 446;
	VIII-J_2	рекомб.	1	450;
	из совмещенных интервалов	рекомб.	1	150;
	Вне горизонта	Глуб	6	500, 501;
Северо-Западное крыло	K_1 III al	рекомб.	1	131;
	VII-J_2 пл-2	глуб.	6	3, 18, 21;
		рекомб.	9	22, 189, 196, 208, 421, 440, 456, 458;
	VIII-J_2	глуб.	2	3, 208;
		рекомб.	6	423, 428, 429, 433, 445, 453;
	из совмещенных интервалов	глуб.	1	209;
Общее количество			49	35

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

- по аномальному не физическому отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти (рис.2.3.1-2.3.8).

Результаты физико-химических свойств нефти и их диапазон изменения в пластовых условиях приведены в таблице 2.3.1.

Юго-восточное крыло

Продуктивный горизонт K_1II al изучен 4 пробами из скважины №.6, 123, 156. Рекомбинированные пробы из скважин № 123 и 156 были отбракованы из-за высокого газосодержания.

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.869 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 1,8 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 5,0 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 52,8 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,043.

В дальнейшем для уточнения состава и свойств нефти, необходимо произвести отбор и лабораторный анализ глубинных проб или же предусмотреть отбор рекомбинированных проб, согласно требованиям по контролю за процессом разработки из продуктивного горизонта K_1al-II.

Продуктивный горизонт K_1III al изучен 2 рекомбинированными пробами из скважины №163 (инт. 504-510).

Полученные результаты параметров из скважины №163 (д.о. 09.05.2015г) в настоящей работе не были учтены в связи с полученным аномально высоким значением вязкости. На рис.2.3.4 видно, что значение 866,6 мПа*с резко отличается и выбивается от общей зависимости свойств и является аномально высоким.

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.914 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 1,3 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 3,5 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 146,3 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,012.

Свойства нефти **II-J_2 продуктивного горизонта** охарактеризованы 1 глубинной пробой из скважины №2 (инт.558-572м) и 1 рекомбинированной пробой из скважины №167 (инт.585-594м).

Полученная величина газосодержания из скважины №167 (инт. 585-594м) отличается низкими значениями газосодержания и связанного с ним давления насыщения, в связи с этим данная проба не участвует при усреднении параметров по горизонту.

Плотность нефти в пластовых условиях равна 0.842 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 3,1 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти – 10,1 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти– 14,8 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,080.

Продуктивный горизонт III-J_2 изучен 1 глубинной пробой из скважины №2 (инт. 584-592м), отобранной в начальной период (23-28.11.83г).

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.890 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 2,6 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 5,2 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 11,9 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,020.

Свойства нефти **J_2-V продуктивного горизонта** охарактеризованы 1 глубинной пробой из скважины №№1 (инт.557-560м) и 1 рекомбинированной пробой из скважины №464 (инт.602-604м).

Плотность нефти в пластовых условиях равна 0.854 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 2,5 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти – 11,8 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти– 33,9 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,061.

Продуктивный горизонт J_2-VI изучен 1 глубинной пробой из скважины №1 (инт. 573-583м), отобранной в начальной период (д.о. 23.08.82г) и 1 рекомбинированной пробой из скважины №432 (инт. 530-558.5м) в период интенсивной разработки месторождения (д. о. 29.01.16г)

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.859 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 1,9 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 12,3 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 24,4 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,047.

Продуктивный горизонт VII-J_2 пласт 1 представлен 1 рекомбинированной пробой из скважины №441 (инт.561-571м).

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.893 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 1,4 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 10,0 м^3/т. Объемный коэффициент равен 1,033.

В дальнейшем необходимо продолжить исследования PVT свойств данного горизонта.

Продуктивный горизонт VII-J_2 пласт 2 изучен 2 рекомбинированными пробами из скважин №№111, 446.

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.798 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 1,5 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 10,1 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 4,2 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,051.

Продуктивный горизонт VIII-J_2 охарактеризован 1 рекомбинированной пробой из скважины №450 (инт.692-704м).

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.791 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 1,4 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 10,0 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 3,5 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,054.

Северо-западное крыло

Продуктивный горизонт K_1III al изучен 1 рекомбинированной пробой из скважины №131 (инт. 375-378).

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.862 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 0,9 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 7,3 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 22,3 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,028.

В дальнейшем для уточнения состава и свойств нефти, необходимо произвести отбор и лабораторный анализ глубинных проб или же предусмотреть отбор рекомбинированных проб, согласно требованиям по контролю за процессом разработки из данного горизонта.

Продуктивный горизонт J_2-VII пласт 1 изучен 2 рекомбинированными пробами (скв. №№189 и 196).

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.871 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 4,0 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 13,5 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 24,3 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,028.

Продуктивный горизонт J_2-VII пласт 2 изучен 6 глубинными (скв. №№3, 18, 21) и 9 рекомбинированными пробами (скв. №№22, 189, 196, 208, 421,440, 456, 458). Результаты исследований по двум глубинным пробам из скважины №18 (инт 467-480м, в 1988 и 1993гг.), которые не учтены из-за аномально низких значений газосодержания и связанного с ним давления насыщения, предположительно при отборе проб возникли проблемы или произошло разгазирование при транспортировке. Исследования рекомбинированных проб из скважин №№22, 421, 440, 456, 458 (2011-2019гг.) показывает, что в процессе разработки происходило изменение свойств пластового флюида. Интенсивное дренирование залежей в начале разработки без поддержания пластового давления привело к развитию режима растворенного газа и снижению пластового давления, сопровождающегося пластовым разгазированием нефти, опережающему выходу растворенного газа, снижению давления насыщения и газосодержания. Снижение газосодержания по пробам вызвано условиями отбора проб, в т.ч. подготовки скважин к отбору, а также влиянием разработки залежи.

Параметры начальной пластовой нефти по горизонту, оценены по результатам исследования начальных проб как среднеарифметические значения. Плотность нефти в пластовых условиях – 0.837 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 3,4 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 15,0 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 13,7 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,069.

Продуктивный горизонт J_2-VIII изучен 2 глубинными пробами (скв. №№3, 208) и 6 рекомбинированными пробами (скв. №№423, 428, 429, 433, 445, 453.

Для принятия достоверного диапазона изменения параметров пластовой нефти в процессе обработки данных предпочтение отданы параметрам проб из скважин №№3, 208, 433 и 445. По рекомбинированным пробам из скважин №№ 423, 428, 429, 453 можно проследить, что, начиная 2015г идет снижение газосодержания от первоначальных значений 17,9-18,6 м^3/т до уровня 6,6-7,8 м^3/т. Поэтому было принято не учитывать данные пробы в связи с падением газосодержания.

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.824 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 2,8 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 16,9 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 6,2 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,064.

Вне горизонта по скважинам № 500 и 501 изучено 6 глубинные пробы.

Плотность нефти в пластовых условиях – 0.856 г/см^3. Давление насыщения пластовой нефти составляет 3,4 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 24,8 м^3/т. Динамическая вязкость пластовой нефти – 16,6 мПа·с., объемный коэффициент равен 1,040.

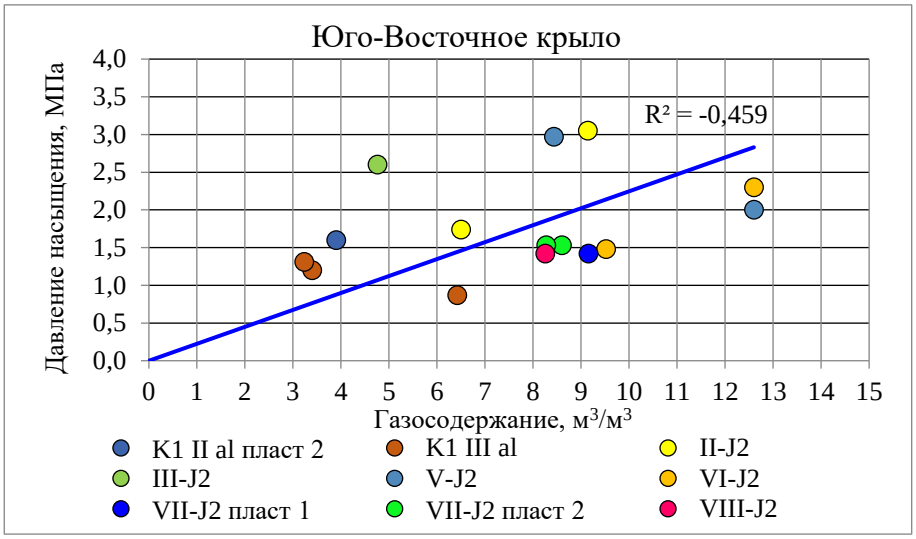


Рис. 2.3.1 - Зависимость давления насыщения и газосодержания

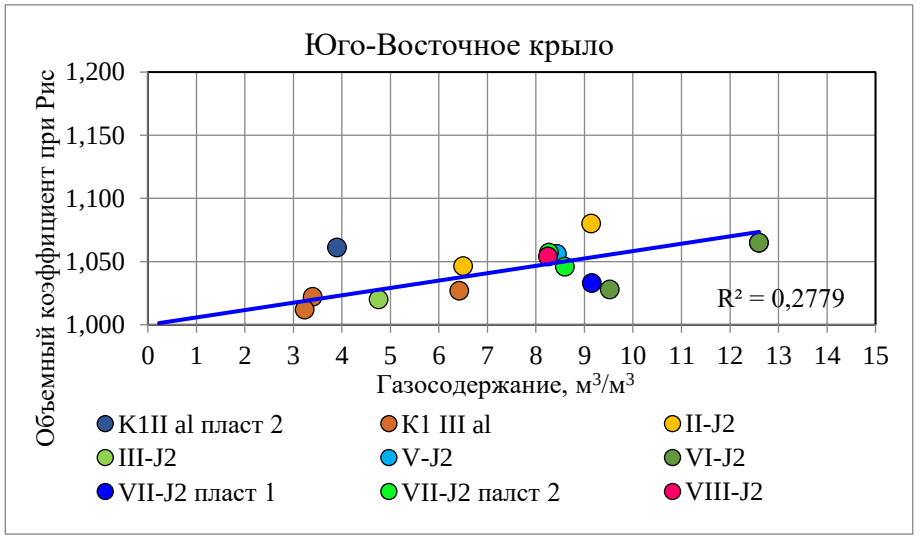


Рис. 2.3.2 - Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания

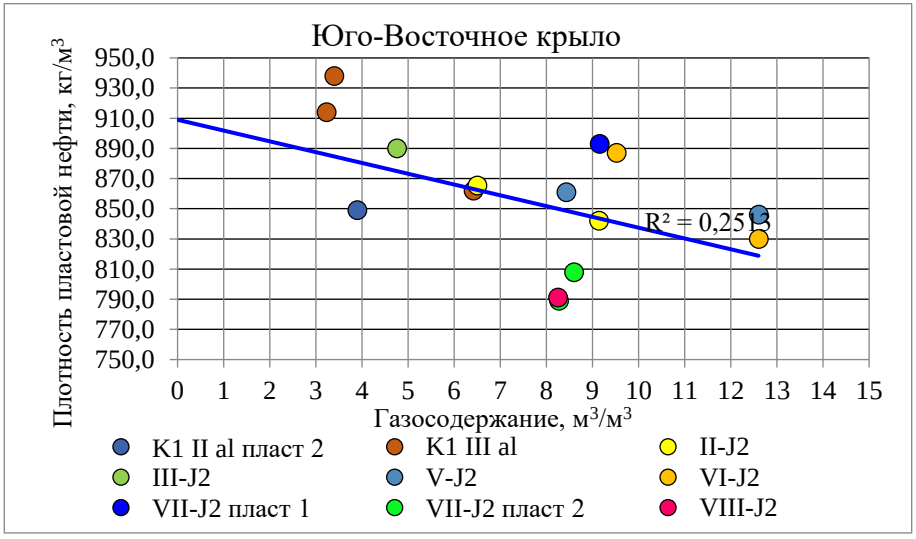


Рис. 2.3.3 - Зависимость плотности пластовой нефти и газосодержания

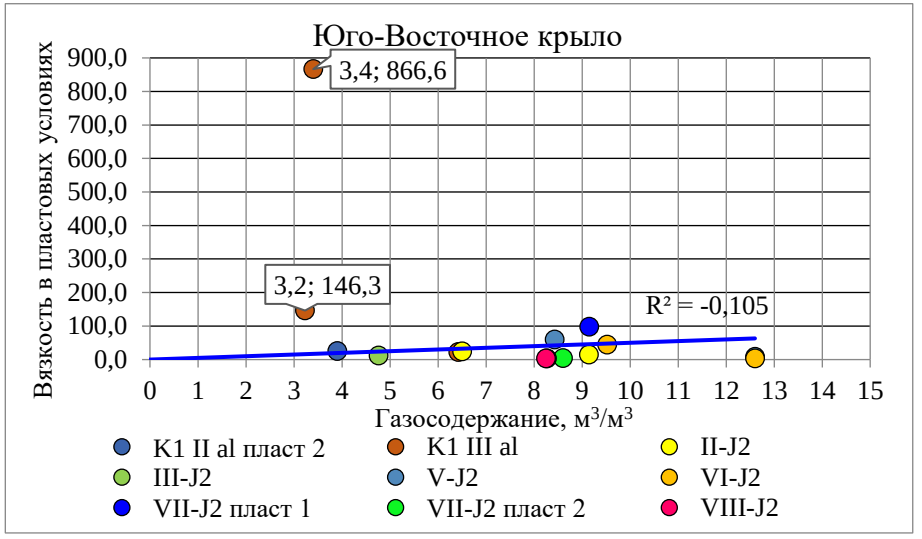


Рис. 2.3.4 - Зависимость вязкости от газосодержания

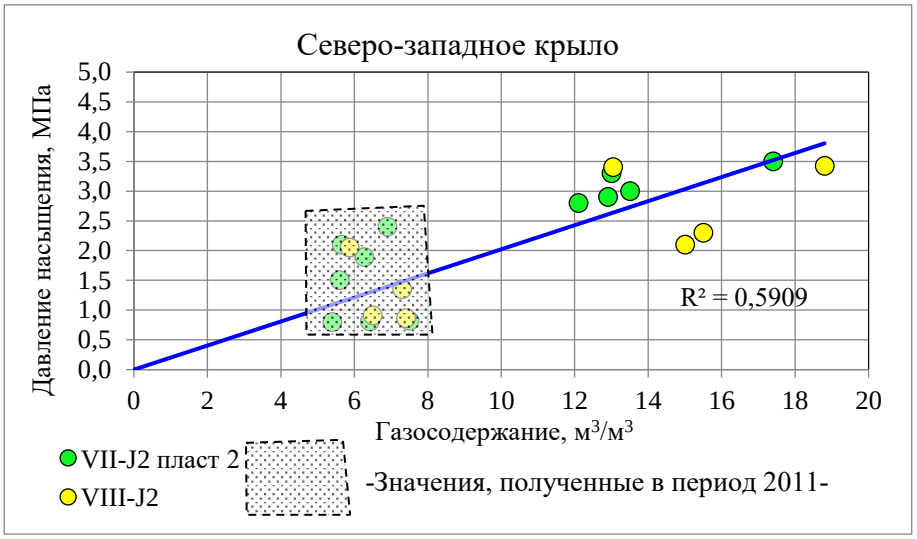


Рис. 2.3.5 - Зависимость давления насыщения и газосодержания

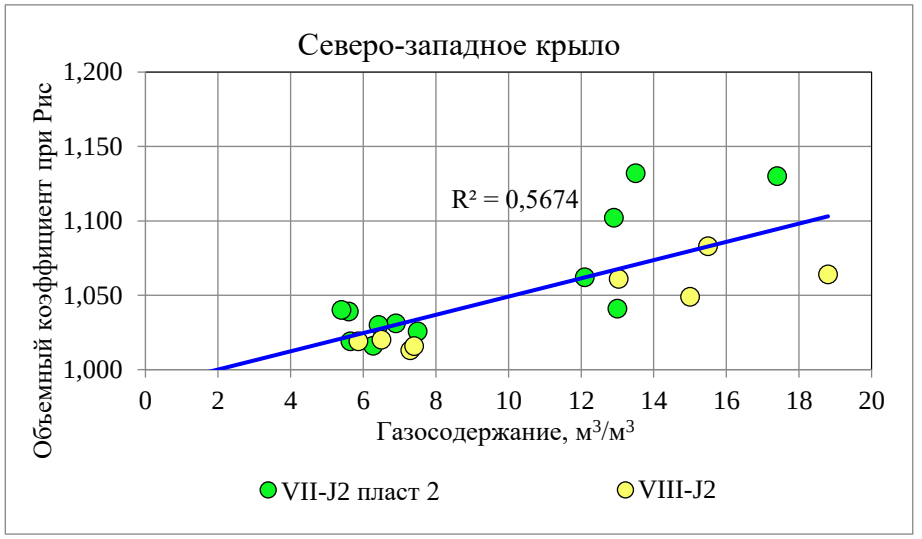


Рис. 2.3.6 - Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания

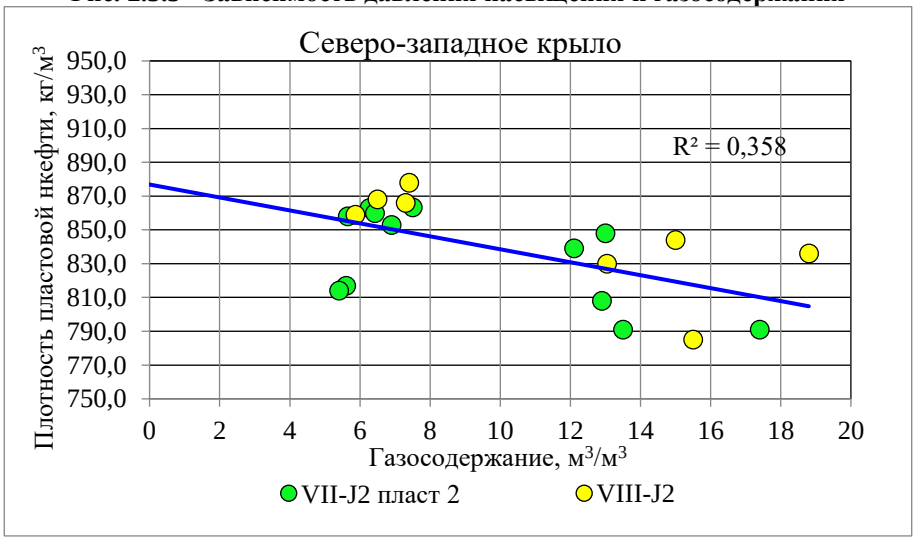


Рис. 2.3.7 - Зависимость плотности пластовой нефти и газосодержания

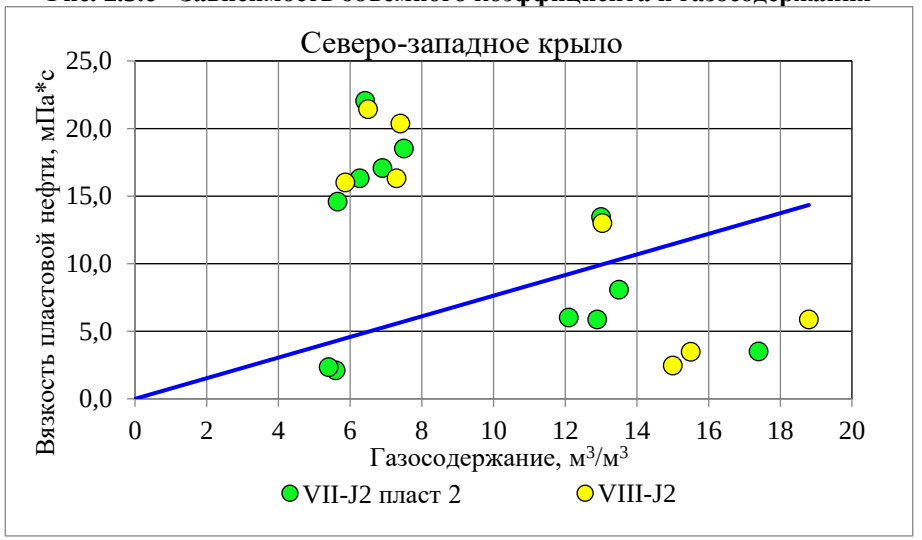


Рис. 2.3.8 - Зависимость вязкости от газосодержания

Таблица 2.3.1 – Сравнение свойств пластовой нефти, газа и воды горизонта (объекта)

Крыло	Юго-Восточное крыло																			
На дату отчета	ПР-2022					АР-2024					АР-2024					АР-2024				
Горизонт	K_1 II al					K_1 II al					K_1III al*					II-J_2*				
№/№	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб. °С	1	1	-	-	***33.0***	1	2	-	-	***33.0***	1	1	-	-	***35.0***	1	1	-	-	***34.0***
Давление насыщения газом. МПа	1	1	-	-	***1.6***	1	2	2	2	***1.8***	1	1	-	-	***1.3***	1	1	-	-	***3.1***
Газосодержание. м^3/т	1	1	-	-	***4.4***	1	2	4	6	***5.0***	1	1	-	-	***3.5***	1	1	-	-	***10.1***
Объемный коэффициент	1	1	-	-	***1.061***	1	2	1.025	1.061	***1.043***	1	1	-	-	***1.012***	1	1	-	-	***1.080***
Плотность | г/см^3	1	1	-	-	***0.849***	1	2	0.849	0.889	***0.869***	1	1	-	-	***0.914***	1	1	-	-	***0.842***
Вязкость | мПа*с	1	1	-	-	***25.5***	1	2	26	80	***52.8***	1	1	-	-	***146.3***	1	1	-	-	***14.8***

Продолжение таблицы 2.3.1

Крыло	Юго-Восточное крыло																					
На дату отчета	АР-2024					АР-2024					АР-2024					АР-2024					АР-2024				
Горизонт	III-J_2*					V-J_2*					VI-J_2*					VII-J_2 пласт 1*					VII-J_2 пласт 2*				
№/№	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб. °С	1	1	-	-	***35.0***	2	2	33	35	***34.0***	2	2			***35.0***	1	1	-	-	***35.0***	2	2	33.5	34.0	***33.8***
Давление насыщения газом. МПа	1	1	-	-	***2.6***	2	2	2	3	***2.5***	2	2	1.5	2.3	***1.9***	1	1	-	-	***1.4***	2	2			***1.5***
Газосодержание. м^3/т	1	1	-	-	***5.2***	2	2	9	14	***11.8***	2	2	10.0	14.6	***12.3***	1	1	-	-	***10.0***	2	2	10.0	10.2	***10.1***
Объемный коэффициент	1	1	-	-	***1.020***	2	2	1.056	1.065	***1.061***	2	2	1.028	1.065	***1.047***	1	1	-	-	***1.033***	2	2	1.046	1.057	***1.051***
Плотность | г/см^3	1	1	-	-	***0.890***	2	2	0.846	0.861	***0.854***	2	2	0.830	0.887	***0.859***	1	1	-	-	***0.893***	2	2	0.789	0.808	***0.798***
Вязкость | мПа*с	1	1	-	-	***11.9***	2	2	8	60	***33.9***	2	2	3.9	44.8	***24.4***	-	-	-	-	-	2	2	3.9	4.5	***4.2***

Продолжение таблицы 2.3.1

Крыло	Юго-Восточное крыло					Северо-западное крыло																
На дату отчета	АР-2024					АР-2024					ПР-2022					АР-2024					АР-2024				
Горизонт	VIII-J_2					K_1III al*					VII-J_2					VII-J_2					VIII-J_2*				
№/№	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*	Количество		Диапазон изменения		*Среднее значение*
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб. оС	1	1	-		***34.0***	1	1	-		***35.0***	5	7	31.0	35.0	***33.0***	6	8	31.0	35.0	***32.8***	4	4	33.0	36.0	***33.1***
Давление насыщения газом. МПа	1	1	-		***1.4***	1	1	-		***0.9***	5	7	3.4	4.6	***3.3***	6	8	3.4	4.6	***3.4***	4	4	2.1	3.4	***2.8***
Газосодержание. м3/т	1	1	-		***10.0***	1	1	-		***7.3***	5	7	11.1	19.9	***15.1***	6	8	11.1	19.9	***15.0***	4	4	15.0	18.6	***16.9***
Объёмный коэффициент. д.ед.	1	1	-		***1.054***	1	1	-		***1.027***	5	7	1.024	1.132	***1.075***	6	8	1.024	1.132	***1.069***	4	4	1.049	1.083	***1.064***
Плотность | г/см^3	1	1	-		***0.791***	1	1	-		***0.862***	5	7	0.791	0.872	***0.831***	6	8	0.791	0.872	***0.837***	4	4	0.785	0.844	***0.824***
Вязкость. мПа*с	1	1	-		***3.5***	1	1	-		***22.3***	5	7	3.5	25.1	***12.2***	6	8	3.5	25.1	***13.7***	4	4	2.5	13.0	***6.2***

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 120 анализам из продуктивных горизонтов:

В поверхностных условиях			
Участок	Горизонт	Количество проб	№ Скважин(ы)
Юго-Восточное крыло	K_1 II al	13	1, 2, 4, 5, 6, 16, 123, 156;
	K_1 III al	11	1, 2, 131, 163;
	II-J_2	4	11, 113, 115, 167;
	III-J_2	3	115, 135, 455;
	V-J_2	4	5, 6, 14, 464;
	VI-J_2	4	1, 13, 16, 451;
	VII-J_2	13	5, 15, 110, 111, 426, 441, 442, 443, 444, 446;
	VIII-J_2	1	450;
	из совмещенных интервалов	9	2, 114, 117, 119, 162, 175, 179, 457;
	Вне горизонта	2	10, 150;
Северо-Западное крыло	K_1 III al	2	131;
	VII-J_2	29	3, 7, 9, 20, 21, 22, 130, 189, 190, 194, 195, 196, 198, 199, 206, 208, 210, 421, 440, 456, 458;
	VIII-J_2	22	3, 17, 22, 120, 121, 132, 136, 187, 190, 203, 423, 428, 429, 431, 433, 445, 447, 453, 461;
	из совмещенных интервалов	3	122, 209, 424;
Общее количество		120	87

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.

Юго-восточное крыло

Нефть **K_1II al пласт 1 продуктивного горизонта** исследована 6 пробами из скважин №№1, 4, 5. Плотность составляет в среднем по горизонту 890 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится к 3 типу т.е. к тяжелой нефти. По содержанию серы нефть

относится к малосернистым. Величина концентрации серы в нефти в среднем составляет 0,5% масс. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 89,7 мм^2/с, при температуре 50°С – 23,8мм^2/с. Величина содержания, смол-силикагелевых, асфальтенов и парафина не определена. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 25,4% об.

Нефть **K_1II al пласт 2 продуктивного горизонта** исследована 5 пробами из скважин №№1, 2, 4, 5. Полученное исследование из скважины №2 (инт.415-425м, в 1993г) резко отличается от параллельно анализируемых проб высокой плотностью. Проба характеризуется как некондиционная и не участвует при усреднении параметров по горизонту.

Плотность составляет в среднем по горизонту 894 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится к 3 типу т.е. к тяжелой нефти. Нефть малосмолистая, в среднем составляет 13,6% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым. Величина концентрации серы в нефти в среднем составляет 0,47% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 0,97% масс. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 110 мм^2/с, при температуре 50°С – 29,1 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 26,5% об.

По продуктивному горизонту K_1III al исследовано 5 проб из скважин №№1, 2, 163. Полученные результаты анализа из скважины №1 (инт. 498-502м, в 1993г) не были учтены из-за отклонения плотности дегазированной нефти от параллельно анализируемых проб.

Нефть битуминозная, плотность нефти – 922 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится к 4 типу т.е. к битуминозной нефти. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 475,6 мм^2/с, при температуре 50°С – 118,3 мм^2/с. Нефть смолистая, в среднем составляет 26,3% масс. По содержанию серы нефть относится к сернистым. Величина концентрации серы в нефти в среднем составляет 1,1% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 1,4% масс. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 16,3% об.

По продуктивному горизонту II- J_2 изучены 4 пробы из скважин №№11, 113, 115, 167.

Нефть является тяжелой, малопарафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 886 кг/м^3. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 25,5; 0,25 и 0,55% соответственно. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС составляет 111,0 мм^2/с и при 50ºС – 25,5 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, достигает 24,7%.

Физико-химические свойства **продуктивного горизонта III-J_2** определены по результатам анализа 3 проб нефти, отобранным из скважин №№115, 135, 455. Полученные

результаты анализа из скважины №135 (инт. 588-603м) не были учтены из-за отклонения плотности дегазированной нефти от параллельно анализируемых проб.

Нефть является тяжелой, малосмолистой, парафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 880 кг/м^3. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 15,2; 1,6 и 0,5% соответственно. Асфальтены определены на уровне 0,1 %масс. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС в среднем равна 63,2 мм^2/с и при 50ºС – 19,0 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, составляет 24,5%.

Физико-химические свойства **продуктивного горизонта V-J$_2$** определены по результатам анализа 4 проб нефти, отобранных из скважин №5, 6, 14, 464.

Плотность нефти в стандартных условиях – 899 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится ко 4 типу т.е. к битуминозной нефти. Нефть малосмолистая – 15,4 %. По содержанию серы нефть относится к малосернистой. Величина концентрации серы в нефти составляет 0,5% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 0,8%. Вязкость кинематическая при 20°С в среднем – 182,4 мм^2/с, при температуре 50°С – 41,4 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 20,5% об.

Физико-химические свойства нефти **по продуктивному горизонту VI-J$_2$** определены по результатам анализа 4 проб нефти, отобранных из скважины №1, 13, 16, 451.

Полученные результаты анализа из скважины №16 не были учтены из-за отклонения плотности дегазированной нефти от параллельно анализируемых проб. Нефть тяжелая, плотность нефти – 891 кгсм^3. По показателю плотности нефть относится к 3 типу. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 96,1 мм^2/с, при температуре 50°С – 24,7 мм^2/с.

Нефть малосмолистая, в среднем составляет 12,1% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым. Величина концентрации серы в нефти в среднем составляет 0,5% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 1,3% масс. Асфальтены определены в количестве 0,5 %масс. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 26,2% об.

Физико-химические свойства нефти продуктивного **горизонта VII-J$_2$ пласт 1** определены по результатам анализа 5 проб нефти, отобранных из скважины №5, 15, 110, 441.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 906 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится к 4 типу. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС в среднем составляет 282,3 мм^2/с и при 50ºС – 58,1 мм^2/с. Содержание смол,

парафина и серы в нефти в среднем составляет 10,2; 1,2 и 0,8%, соответственно. Нефть битуминозная, малосмолистая, малопарафинистая и сернистая. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, в среднем достигает 25,8%.

Физико-химические свойства нефти **продуктивного горизонта VII-J_2 пласт 2** определены по результатам анализа 8 проб нефти, отобранных из скважины №35, 111, 426, 442, 443, 444, 446.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 830 кг/м^3. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС в среднем составляет 13,7 мм^2/с и при 50ºС – 5,3 мм^2/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем составляет 10,6; 1,5 и 0,2%, соответственно. Нефть особо легкая, малосмолистая, малопарафинистая и малосернистая. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, в среднем достигает 42,4%.

Физико-химические свойства нефти **продуктивного горизонта VIII-J_2** определены по результатам анализа 1 пробы нефти, отобранной из скважины №450.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 825 кг/м^3. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС в среднем составляет 7,7 мм^2/с и при 50ºС – 5,5 мм^2/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем составляет 4,5; 2,1 и 0,2%, соответственно. Нефть особо легкая, малосмолистая, парафинистая и малосернистая. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, в среднем достигает 48,0%.

Северо-западное крыло

По продуктивному горизонту K_1III al исследовано 2 пробы из скважины №№131 (инт.375-378м).

Нефть тяжелая, плотность нефти составляет 881 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится к 3 типу т.е. к тяжелой нефти. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 61,5 мм^2/с, при температуре 50°С – 18,0 мм^2/с. Нефть малосмолистая, в среднем составляет 14,1% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым. Величина концентрации серы в нефти в среднем составляет 0,4% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 1,0% масс. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 25,0% об.

Физико-химические свойства нефти **по продуктивному горизонту J_2-VII пласт 1** определены по результатам анализа 8 проб нефти, отобранных из скважины №7, 20, 189, 196, 199, 206, 210.

Полученные результаты анализа из скважины №7 и 195 не были учтены из-за отклонения плотности дегазированной нефти от параллельно анализируемых проб.

Нефть тяжелая, плотность нефти – 886 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится к 3 типу. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 69,5 мм^2/с, при температуре 50°С – 19,9 мм^2/с.

Нефть малосмолистая, в среднем составляет 13,8% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым. Величина концентрации серы в нефти в среднем составляет 0,3% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 1,4% масс. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 26,5% об.

Физико-химические свойства нефти **продуктивного горизонта J$_2$-VII пласт 2** определены по результатам анализа 21 пробы нефти, отобранных из скважины №№3, 7, 9, 18, 19, 21, 22, 130, 190, 194, 195, 198, 201, 208, 421, 431, 440, 449, 456, 458.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 882 кг/м^3. По показателю плотности нефть относится ко 3 типу т.е. к тяжелой нефти. Нефть малосмолистая – 11,6 %. По содержанию серы нефть относится к малосернистым. Величина концентрации серы в нефти составляет 0,4% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 1,1%. Вязкость кинематическая при 20°С в среднем – 61,2 мм^2/с, при температуре 50°С – 17,9 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 29,7% об.

Физико-химические свойства нефти **продуктивного горизонта J$_2$-VIII** определены по результатам анализа 22 проб нефти, отобранных из скважины №3, 17, 22, 120, 121, 132, 136, 187, 190, 203, 423, 428, 429, 431, 433, 445, 447, 453, 461.

Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 871 кг/см^3. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС в среднем составляет 37,7 мм^2/с и при 50ºС – 11,9 мм^2/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем составляет 10,1; 1,38 и 0,34%, соответственно. Нефть тяжелая, малосмолистая, малопарафинистая и малосернистая. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, в среднем достигает 30,9%.

За отчетный период по скважинам № 500 и 501 были отобраны пробы вне горизонта из интервала, который располагается между **K$_1$II al и K$_1$III al,** параметры по отобранным пробам следующие Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 874 кг/см^3. Величина кинематической вязкости нефти при 20ºС в среднем составляет 41,64 мм^2/с и при 50ºС – 13,01 мм^2/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем составляет 11,58; 1,35 и 0,36%, соответственно. Нефть тяжелая, малосмолистая, малопарафинистая и малосернистая. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300ºС, в среднем достигает 28,67%.

Таблица 2.3.2 – Физико-химический состав и свойства фракционного состава разгазированной нефти (конденсата*) горизонта (объекта)

Крыло		Юго-Восточное крыло																									
Горизонт		K₁ II al пласт-1					K₁ II al пласт 2					K₁III al*					K₁III al*					II-J₂*					III-J₂*				
№/№		Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Кинематическая вязкость. мм2/с	при 20°C	5	6	84.1	95.0	***89.7***	3	4	88.4	117.8	***110.0***	2	4	133.9	2622	***1012.3***	2	3	133.9	755.9	***475.6***	3	3	82.1	164.8	***111.0***	2	2	62.7	63.7	***63.2***
	при 50°C	5	6	225.0	35.0	***23.8***	3	4	23.6	35.0	***29.1***	2	4	89.9	272.6	***156.9***	2	3	89.9	160.5	***118.3***	3	3	18.9	35.8	***25.5***	2	2	18.9	19.2	***19.0***
Температура застывания. oC		5	6	-45.0	-17.0	***-38.2***	3	4	-45.0	-36.0	***-39.0***	2	3	-20	-3	***-12.7***	2	3	-20.0	-15.0	***-17.5***	3	3	-45.0	-20.0	***-33.3***	2	2	-54.0	-40.0	***-47.0***
Температура вспышки. oC		5	6	22.0	35.0	***-25.2***	3	4	30.0	35.0	***29.8***	2	4	43	96	***70***	2	3	43.0	74.0	***61.3***	3	3	29.0	42.0	***34.7***	1	1			***8.0***
Содержание. %	Смолы	5	6			***15.9***	3	4	11.5	14.3	***13.6***	2	3	23.9	28.7	***25.8***	2	3	23.9	28.7	***26.3***	1	1			***15.7***	1	1			***15.2***
	Асфальтенов	5	6			***0.2***	3	4	0.3	0.5	***0.3***	2	4	1	1.9	***1.5***	2	3	1.2	1.9	***1.7***	3	3	0.4	0.5	***0.4***	1	1			***0.1***
	Серы	5	6			***0.5***	3	4	0.4	0.5	***0.5***	2	4	0.9	1.4	***1.1***	2	3	0.9	1.4	***1.1***	3	3	0.4	0.8	***0.6***	2	2			***0.4***
	Парафинов	5	6			***1.3***	3	4			***1.0***	1	2	1.3	1.4	***1.4***	1	1			***1.4***	1	1			***0.3***	1	1			***1.6***
Фракционный состав. %	НК	5	6	112.0	140.0	***128.4***	3	4	102.0	140.0	***124.0***	2	4	114	220	***159.5***	2	3	114.0	220.0	***139.3***	3	3	115.0	210.0	***144.3***	2	2	120.0	122.0	***121.0***
	до 200 °C	5	6	6.0	9.0	***7.3***	3	4	5.0	8.0	***6.5***	2	3	1	6	***3***	2	3	1.0	6.0	***3.0***	2	2	4.0	8.0	***6.0***	2	2	4.0	8.0	***6.0***
	до 250 °C	5	6	13.0	17.0	***13.9***	3	4	13.0	15.0	***13.8***	2	4	3	11	***6.1***	2	3	3.0	11.0	***7.2***	3	3	4.0	12.0	***11.3***	2	2			***13.0***
	до 300 °C	5	6	24.0	30.0	***25.4***	3	4	25.0	28.0	***26.5***	2	4	9	22	***16.3***	2	3	9.0	22.0	***17.7***	3	3	13.0	29.0	***24.7***	2	2	21.0	28.0	***24.5***
Плотность нефти. кг/м3		5	6	889.0	891.0	***890.0***	3	4	890.0	897.0	***894.0***	2	4	920	941	***927***	2	3	920.0	925.0	***922.0***	3	3	878.0	900.0	***886.0***	2	2	878.0	882.0	***880.0***

Продолжение таблицы 2.3.2

Крыло		Юго-Восточное крыло																									
Горизонт		V-J₂					VI-J₂					VII-J₂ пласт 1					VII-J₂ пласт 2					VIII-J₂				
№/№		Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Кинематическая вязкость. мм2/с	при 20°C	4	4	87.7	229.6	***182.4***	3	3	70.0	121.1	***96.1***	5	5	62.7	423.9	***282.3***	6	8	7.2	50.1	***13.7***	1	1	-		***7.7***
	при 50°C	4	4	29.5	47.4	***41.4***	3	3	18.8	29.0	***24.7***	5	5	18.7	80.6	***58.1***	6	8	3.3	14.6	***5.3***	1	1	-		***3.8***
Температура застывания. oC		4	4	-54.0	-31.0	***-42.5***	2	2	-54.0	-45.0	***-50.0***	4	4	-27.0	-13.0	***-19.3***	6	8	-54.0	-20.0	***-27.5***	1	1	-		***-20.0***
Температура вспышки. oC		3	3	14.0	48.0	***31.0***	3	3	21.0	23.0	***22.0***	3	3	12.0	40.0	***24.3***	6	8	-26.0	-7.0	***-19.3***	1	1	-		***-15.0***
Содержание. %	Смолы	4	4	11.8	19.0	***15.4***	2	2	8.7	16.8	***12.1***	2	2	7.2	13.1	***10.2***	6	8	3.4	12.5	***10.6***	1	1	-		***4.5***
	Асфальтенов	3	3	0.3	0.7	***0.4***	2	2	0.2	0.3	***0.2***	1	1			***0.1***	1	1			***1.2***	-	-	-		-
	Серы	4	4	0.4	0.6	***0.5***	3	3	0.4	0.7	***0.5***	4	4	0.4	1.1	***0.8***	6	8	0.2	0.4	***0.2***	1	1	-		***0.2***
	Парафинов	3	3	0.8	1.1	***0.8***	2	2	1.1	1.5	***1.3***	2	2	1.1	1.2	***0.2***	6	8	1.2	2.3	***1.5***	1	1	-		***2.1***
Фракционный состав.%	НК	4	4	108.0	160.0	***134.0***	3	3	100.0	130.0	***118.2***	5	5	103.0	170.0	***127.6***	6	8	55.0	75.0	***66.0***	1	1	-		***60.0***
	до 200 °C	4	4	3.0	7.0	***4.0***	3	3	5.5	7.5	***6.6***	5	5	3.0	8.8	***5.7***	6	8	23.0	28.0	***24.8***	1	1	-		***26.0***
	до 250 °C	4	4	9.0	14.0	***10.5***	3	3	12.0	15.0	***13.3***	5	5	9.0	15.5	***12.0***	6	8	33.0	38.0	***34.9***	1	1	-		***36.0***
	до 300 °C	4	4	17.0	28.0	***20.5***	3	3	23.0	29.0	***26.2***	5	5	21.0	31.0	***25.8***	6	8	19.0	50.0	***42.4***	1	1	-		***48.0***
Плотность нефти. кг/м3		4	4	889.0	906.0	***889.0***	3	3	882.0	897.0	***891.0***	5	5	883.0	915.0	***906.0***	6	8	826.0	837.0	***830.0***	1	1	-		***825.0***

Продолжение таблицы 2.3.2

Крыло		Северо-западное крыло																									
Горизонт		K₁III al					VIII-J₂ пласт 1					VIII-J₂ пласт 2					J₂-VIII				
№/№		Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач	Количество		Диапазон изменения		Ср. знач
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Кинематическая вязкость. мм2/с	при 20°C	1	2	60.7	62.3	***61.5***	5	5	36.5	11.6	***68.4***	19	20	30.3	121.6	***61.2***	21	22	30.7	59.1	***37.7***
	при 50°C	1	2	17.7	18.3	***18.0***	4	4	11.9	27.6	***19.7***	19	20	10.8	30.8	***17.9***	20	21	9.0	18.3	***12.5***
Температура застывания. oC		1	2	-20.0	-7.0	***-13.5***	6	6	-63.0	-46.0	***-56.6***	18	18	-63.0	-15.0	***-35.5***	19	20	-60.0	-20.0	***-40.5***
Температура вспышки. oC		1	2	7.0	30.0	***19.0***	5	5	-3.0	19.0	***11.3***	14	14	-7.0	42.0	***11.5***	17	17	-15.0	17.0	***0.9***
Содержание. %	Смолы	1	2	11.4	16.8	***14.1***	4	4	9.7	15.4	***13.8***	11	11	7.2	16.8	***11.6***	15	15	9.0	18.3	***11.9***
	Асфальтенов	1	2	0.1	0.5	***0.3***	4	4	0.1	0.2	***0.1***	9	9	0.7	0.6	***0.3***	10	10	0.1	0.7	***0.3***
	Серы	1	2	0.3	0.5	***0.4***	5	5	0.3	0.4	***0.3***	16	16	0.3	0.9	***0.4***	21	22	0.2	0.4	***0.3***
	Парафинов	1	2	0.4	1.5	***1.0***	4	4	1.3	1.6	***1.4***	9	9	0.1	1.6	***1.1***	14	14	0.2	2.2	***1.4***
Фракционный состав.%	НК	1	2	90.0	105.0	***97.5***	6	6	91.0	185.0	***131.8***	19	19	90.0	155.0	***117.5***	19	19	75.0	147.0	***102.8***
	до 200 °C	1	2	9.0	11.0	***10.0***	5	5	1.0	11.0	***7.4***	19	20	4.0	17.0	***8.8***	21	22	7.5	10.7	***7.5***
	до 250 °C	1	2	14.0	16.0	***15.0***	6	6	6.0	21.0	***13.7***	19	20	13.0	27.0	***16.7***	21	22	15.0	29.0	***19.0***
	до 300 °C	1	2			***25.0***	6	6	15.0	42.0	***26.5***	19	20	24.0	41.0	***29.7***	21	22	25.0	39.0	***30.9***
Плотность нефти. кг/м3		1	2	880.0	882.0	***881.0***	6	6	871.0	897.0	***886.0***	19	20	870.0	895.0	***882.0***	21	22	865.0	877.0	***871.0***

2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа

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 газа после однократного разгазирования охарактеризован в целом 95 пробами.

Результаты лабораторных исследований газа после однократного разгазирования по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Юго-восточное крыло

Продуктивный горизонт K_1II al пласт 1 охарактеризован 6 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 83,4%. Содержание C_2+высшие <15% (13,7%), газ характеризуется как «полужирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 2,59 и 0,39%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,660 доли ед.

Продуктивный горизонт K_1II al пласт 2 охарактеризован 4 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 82,72%. Содержание C_2+высшие >15% (15,9%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,33 и 0,14%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,666 доли ед.

Продуктивный горизонт K_1III al охарактеризован 3 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 76,26%. Содержание C_2+высшие >15% (20,8%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,9 и 1,0%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,727 доли ед.

Продуктивный горизонт II-J_2 охарактеризован 3 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 69,0%. Содержание C_2+высшие >15% (27,4%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 2,8 и 1,3%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,784 доли ед.

Продуктивный горизонт III-J_2 охарактеризован 4 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 72,1%. Содержание C_2+высшие >15% (24,3%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и

углекислый газ – 3,5 и 0,2%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,757 доли ед.

Продуктивный горизонт IV-J_2 охарактеризован 1 пробой растворенного газа. Содержание метана – 62,8%. Содержание C_2+высшие >25% (33,5%), газ характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 3,1 и 0,7%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,817 доли ед.

Продуктивный горизонт V-J_2 охарактеризован 4 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 70,7%. Содержание C_2+высшие >25% (27,0%), газ характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 2,0 и 0,2%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,786 доли ед.

Продуктивный горизонт VI-J_2 охарактеризован 4 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 74,9%. Содержание C_2+высшие >15% (21,3%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 3,3 и 0,6%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,711 доли ед.

Продуктивный горизонт VII-J_2 пласт 1 охарактеризован 3 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 76,9%. Содержание C_2+высшие >15% (20,3%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 2,4 и 0,6%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,724 доли ед.

Продуктивный горизонт VII-J_2 пласт 2 охарактеризован 2 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 74,9%. Содержание C_2+высшие >15% (20,4%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 3,8 и 0,9%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,843 доли ед.

Продуктивный горизонт VIII-J_2 охарактеризован 1 пробой растворенного газа. Содержание метана в среднем – 63,1%. Содержание C_2+высшие >25% (32,7%), газ характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 3,1 и 1,1%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,010 доли ед.

Северо-западное крыло

Продуктивный горизонт K_1III al охарактеризован 1 пробой растворенного газа. Содержание метана – 74,8%. Содержание C_2+высшие >15% (16,8%), газ характеризуется

как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 7,2 и 1,0%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,724 доли ед.

Продуктивный горизонт VII-J_2 пласт 1 охарактеризован 4 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 76,7%. Содержание C_2+высшие >15% (20,5%), газ характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 1,6 и 1,3%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,730 доли ед.

Продуктивный горизонт VII-J_2 пласт 2 охарактеризован 29 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 65,8%. Содержание C_2+высшие >25% (29,8%), газ характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 3,2 и 1,2%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,815 доли ед.

Продуктивный горизонт VIII-J_2 охарактеризован 12 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 69,9%. Содержание C_2+высшие >25% (25,4%), газ характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ 3,0 и 1,6%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,783 доли ед.

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

Крыло	Юго-Восточное крыло																									
Горизонт	K_1 II al пласт 1					K_1 II al пласт 2					K_1 III al					II-J_2					III-J_2				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Углекислый газ	4	6	0.2	0.9	***0.4***	3	4	0.1	0.2	***0.1***	3	4	0.1	2.5	***1.0***	2	2	0.3	2.4	***1.3***	2	2	0.1	0.4	***0.2***
Азот	4	6	1.4	3.8	***2.6***	3	4	0.6	2.2	***1.3***	3	4	1.0	7.2	***1.9***	3	3	0.7	6.7	***2.8***	4	4	1.3	6.3	***3.5***
Метан	4	6	79.2	84.4	***83.4***	3	4	74.7	90.2	***82.7***	3	4	74.8	77.6	***76.2***	3	3	58.1	77.6	***68.7***	4	4	56.1	83.2	***72.1***
Этан	4	6	9.1	13.3	***10.1***	3	4	5.9	15.6	***11.4***	3	4	11.4	14.5	***13.4***	3	3	12.2	28.1	***17.9***	4	4	10.4	26.9	***15.7***
Пропан	4	6	2.3	3.5	***2.5***	3	4	1.3	5.3	***3.0***	3	4	2.9	6.2	***5.1***	3	3	4.5	7.4	***5.5***	4	4	2.0	8.7	***5.2***
Изо-бутаны	4	6	0.4	0.7	***0.5***	3	4	0.3	1.0	***0.7***	3	4	1.0	1.1	***1.1***	3	3	1.1	2.9	***2.0***	4	4	0.5	3.7	***1.8***
Норм.бутаны	4	6	0.2	0.4	***0.3***	3	4	0.2	0.9	***0.5***	3	4	0.7	0.9	***0.8***	3	3	0.7	1.4	***1.0***	4	4	0.2	1.8	***0.9***
C_5+высшие	4	6	0.0	0.3	***0.2***	3	4	0.1	0.5	***0.4***	3	4	0.3	0.8	***0.6***	3	3	0.4	1.5	***0.9***	4	4	0.2	1.6	***0.7***
Отн. плотность газа по воздуху	4	6	0.652	0.811	***0.660***	3	4	0.627	0.735	***0.666***	3	4	0.722	0.735	***0.727***	3	3	0.722	0.875	***0.784***	4	4	0.656	0.901	***0.757***

Продолжение таблицы 2.3.3

Крыло	Юго-Восточное крыло																									
Горизонт	IV-J_2					V-J_2					VI-J_2					VII-J_2 пласт 1					VII-J_2 пласт 2					VIII-J_2				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Углекислый газ	1	1	-		***0.7***	3	3	0.1	0.2	***0.2***	2	3	0.3	1.0	***0.6***	1	1			***0.6***	2	2	0.6	1.3	***1.0***	1	1	-		***1.1***
Азот	1	1	-		***3.1***	4	4	1.6	2.9	***2.0***	3	4	2.0	5.3	***3.3***	2	2	2.2	2.6	***2.4***	2	2	2.6	5.0	***3.8***	1	1	-		***3.1***
Метан	1	1	-		***62.8***	4	4	51.3	82.2	***70.7***	3	4	71.3	78.2	***74.9***	2	2	74.3	79.6	***76.7***	2	2	73.2	76.5	***74.7***	1	1	-		***63.1***
Этан	1	1	-		***23.0***	4	4	9.8	25.0	***16.5***	3	4	10.4	15.6	***14.1***	2	2	9.3	15.8	***12.5***	2	2	10.2	10.6	***10.4***	1	1	-		***20.7***
Пропан	1	1	-		***6.5***	4	4	3.1	9.8	***5.9***	3	4	2.4	7.0	***5.1***	2	2	5.0	5.9	***5.4***	2	2	4.6	5.1	***4.8***	1	1	-		***6.2***
Изо-бутаны	1	1	-		***2.3***	4	4	0.8	4.2	***1.9***	3	4	0.5	1.6	***0.9***	2	2	0.9	1.2	***1.1***	2	2	1.0	2.3	***1.7***	1	1	-		***3.3***
Норм.бутаны	1	1	-		***1.0***	4	4	0.4	3.2	***1.3***	3	4	0.3	1.0	***0.6***	2	2	0.8	1.2	***1.0***	2	2	1.2	2.8	***2.0***	1	1	-		***1.4***
C_5+высшие	1	1	-		***0.7***	4	4	0.2	4.6	***1.4***	3	4	0.2	1.2	***0.6***	2	2	0.2	0.6	***0.4***	2	2	0.9	2.2	***1.7***	1	1	-		***1.1***
Отн. плотность газа по воздуху	1	1	-		***0.817***	4	4	0.676	1.002	***0.786***	3	4	0.691	0.760	***0.711***	2	2	0.717	0.730	***0.724***	2	2	0.806	0.880	***0.843***	1	1	-		***1.010***

Продолжение таблицы 2.3.3

Крыло	Северо-Западное крыло																			
Горизонт	K_1 III al					VII-J_2 пласт 1					VII-J_2 пласт 2					VIII-J_2				
№/№	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*	Кол-во		Диапазон изменения		*Ср. значение*
	скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Углекислый газ	1	1	-	-	***1.2***	2	2	0.6	1.6	***1.3***	15	26	0.1	2.6	***1.2***	10	12	0.1	2.8	***1.6***
Азот	1	1	-	-	***7.2***	2	2	0.8	1.0	***1.6***	15	27	0.1	11.6	***3.2***	10	12	0.4	11.3	***3.0***
Метан	1	1	-	-	***74.8***	2	2	72.7	73.7	***76.5***	15	27	45.1	88.4	***65.8***	10	12	53.5	87.8	***69.9***
Этан	1	1	-	-	***11.4***	2	2	12.4	15.7	***12.4***	15	27	6.3	28.5	***17.8***	10	12	7.9	25.9	***16.1***
Пропан	1	1	-	-	***2.9***	2	2	6.8	7.5	***4.9***	15	27	1.4	14.5	***6.8***	10	12	1.9	9.8	***5.9***
Изо-бутаны	1	1	-	-	***1.0***	2	2	1.5	1.7	***1.3***	15	27	0.3	5.8	***2.1***	10	12	0.4	2.6	***1.5***
Норм.бутаны	1	1	-	-	***0.7***	2	2			***0.8***	15	27	0.2	5.4	***1.3***	10	12	0.3	2.1	***1.1***
C_5+высшие	1	1	-	-	***0.8***	2	2	1.0	1.2	***1.1***	15	27	0.1	21.4	***1.9***	10	12	0.1	1.6	***0.9***
Отн. плотность газа по воздуху	1	1	-	-	***0.724***	2	2	0.758	0.760	***0.730***	15	27	0.632	1.090	***0.815***	10	12	0.727	0.859	***0.783***

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

За отчетный период после АР-24г. на юго-восточном крыле месторождения Камышитовое Юго-Восточное было отобрано: 1 проба воды (скв. №156) по горизонту II-al-2пласт; 1 проба воды (скв. №163) по горизонту III-al; 2 пробы воды (скв. №№164, 467) по горизонту III-J2 - IV-J2; 4 пробы воды (скв №№500, 443, 444, 442) по горизонту VII-J2-1 и 2 пласт.

На северо-западном крыле месторождения было отобрано: 1 проба воды (скв. №№131) по горизонту III-al; 3 пробы воды (скв. №№184, 193, 200) по горизонту VII-J2-1 пласт; 9 проб воды (скв №№471, 206, 137, 200, 473, 472, 447, 208) по горизонту VII-J2-2 пласт; 2 пробы воды (скв №№454, 204а) горизонт VIII-J2.

Исследования проводились в лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг» г. Атырау. Всего по месторождению отобрано 114 проб воды, из которых 8 проб приняты как непредставительные.

В таблице 2.3.4 приведены результаты проведенных лабораторных исследований проб воды, даны диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, pH и т.д.

Юго-восточное крыло. Пластовые воды **альбского** водоносного комплекса меловых отложений охарактеризованы по результатам анализа 9 проб воды. Общая минерализация воды изменяется по горизонтам от 191,4 до 296,7 г/дм^3, в среднем составляя 262 г/дм^3. Классифицируются подземные воды как крепкие рассолы, хлоркальциевого типа по В.А. Сулину**.** Удельная плотность воды меняется в диапазоне от 1128 до 1189 кг/м^3. pH среда вод меняется от слабокислой - 6,05 до нейтральной - 7,15. Воды жесткие, величина общей жесткости вод достигает до 292,6 мг-экв/ дм^3.

Содержание микрокомпонентов в водах меняется в следующих пределах: брома от 47,4 до 240,2 мг/дм^3, йода от 1,11 до 31,2 мг/дм^3.

Пластовые воды **среднеюрского** водоносного комплекса охарактеризованы по результатам анализа 42 проб. Минерализация пластовых вод **среднеюрского** водоносного комплекса в среднем составляет от 246,7 до 297,7 г/дм^3, в среднем составляя 281,8 г/дм^3. Классифицируются воды как крепкие рассолы. Удельный вес воды меняется в диапазоне от 1168 до 1199, в среднем составляя 1186 кг/м^3. pH среда вод изменяется от слабокислой – 5,85 до слабощелочной – 7,7. Жесткость вод достигает до 221,2 мг-экв/дм^3.

Содержание микрокомпонентов в водах меняется в следующих пределах: брома от 2,9 до 285,4 мг/дм^3, йода от 0 до 11 мг/дм^3.

Северо-западное крыло. Пластовые воды **альбского** водоносного комплекса меловых отложений охарактеризованы по результатам анализа 1 пробы воды. Общая минерализация воды составляет 264,9 г/дм^3. Классифицируются подземные воды как крепкие рассолы, хлоркальциевого типа по В.А. Сулину**.** Удельная плотность воды меняется составляет 1177 кг/м^3. pH среда вод слабокислая, ближе к нейтральной - 6,63. Воды жесткие, величина общей жесткости вод составляет 154,9 мг-экв/ дм^3.

Содержание микрокомпонентов в водах составляет: брома - 100,6 мг/дм^3, йода – 2,1 мг/дм^3.

Пластовые воды **среднеюрского** водоносного комплекса охарактеризованы по результатам анализа 51 пробы воды. Классифицируются воды как крепкие рассолы хлоркальциевого типа по В.А. Сулину. Общая минерализация пластовых вод **среднеюрского** горизонта меняется от 208,3 до 311,2 г/дм^3, в среднем составляя 272,9 г/дм^3. Общая жесткость воды варьирует от 58,3 до 220 мг-экв/дм^3. Плотность пластовых вод меняется от 1140 до 1200 кг/м^3. Величина pH среды меняется от слабокислой - 6,2 до слабощелочной - 7,9.

Содержание микрокомпонентов в водах меняется в следующих пределах: брома от 2,7 до 245,1 мг/дм^3, йода от 0,14 до 10,6 мг/дм^3.

Пластовые воды **пермотриасового** горизонта охарактеризованы по результатам анализа 3-х проб воды, отобранных из скважин №№ 7, 9, 22. Общая минерализация воды меняется от 272,9 до 296,7 г/дм^3, в среднем составляя 286 г/дм^3. Относятся к весьма крепким рассолам, тип воды меняется от хлормагниевого до хлоркальциевого. Плотность подземных вод составляет в среднем 1185 г/см^3. Среда вод по величине pH характеризуется как ближе к нейтральной. Общая жесткость воды составляет в среднем 150,4 мг-экв/дм^3.

Таблица 2.3.4 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде

№№ п/п	Характеристика и содержание		II al-2 пл. (Ю-В крыло)				III - al (Ю-В крыло)				II-J_2 (Ю-В крыло)				III-J_2 (Ю-В крыло)				IV -J_2 (Ю-В крыло)			
			Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
1	Газосодержание, $м^3/м^3$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Объемный коэффициент, доли ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Плотность, $кг/м^3$		4	5	1168-1188	1173	3	4	1128-1189	1169,4	4	6	1183-1189	1186	6	8	1174-1188	1181	2	4	1168-1187	1179
4	Вязкость, мПа·с		1	1	1.6-1.61	1,6	2	3	1.3-1.6	1,4	1	2	1.49-1.53	1,51	-	-	-	-	1	3	1.46-1.53	1,48
5	Общая минерализация, $г/дм^3$		4	5	256.5-292.4	264,8	3	4	191.4-296.7	262	4	6	274.7-297	285,6	6	8	252,5-285.4	269,9	2	4	260,8-296.7	280,4
6	Водородный показатель (pH)		4	5	6.1-7.2	6,6	3	4	6.0-7.1	6,5	4	6	6.3-7.2	6,7	6	8	6.3-7.1	6,6	2	4	5.9-7.2	6,5
7	Общее содержание железа, $мг/дм^3$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Общая жесткость, $мг-экв/дм^3$ (ºЖ)		4	5	73.1-264.9	152,3	3	4	78-292.6	188,4	4	6	124.2-182.2	157,6	6	8	139.9-221.2	171,2	2	4	97.9-187.1	128,8
9	Тип воды		4	5	ХК	ХК	3	4	ХК	ХК	4	6	ХК	ХК	6	8	ХК	ХК	2	4	ХК	ХК
10	Примеси, $мг/дм^3$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	
11	Содержание металлов, $мг/дм^3$	Барий	1	1	20	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12		Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13		Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14		Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15		Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16		Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17		Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18		Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19		Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Содержание, $мг/дм^3$	Бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	-
21		Йода	4	5	1.11-5.08	3,43	3	4	1.48-31.2	6,41	4	6	0.82-1.11	0,97	6	8	0.4-7.6	3,7	2	4	0.81-1.28	0,97
22		Брома	4	5	64.16-240,2	118,84	3	4	47.4-240,2	99,46	4	6	76.44-87.5	81,96	6	8	2.9-235,3	88,1	2	4	59.9-73.8	68,1
23		Сероводорода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24		Оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Содержание ионов, $г/дм^3$	Cl^-	4	5	155.6-178.2	160,5	3	4	115.8-180.9	159,1	4	6	167.3-180.6	173,7	6	8	153,4-173.8	164,3	2	4	157,6-180.8	170,2
26		SO_4^{2-}	4	5	0-0.78	0,349	3	4	0 -0.616	0,22	4	6	0.087-0.16	0,13	6	8	0 -0,15	0,03	2	4	0.25-1.09	0,4
27		HCO_3^-	4	5	0.128-0.32	0,2	3	4	0.03-0.34	0,16	4	6	0.07-0.27	0,136	6	8	0.07-0.24	0,14	2	4	0.04-0.14	0,09
28		Ca^{2+}	4	5	0.489-2.81	1,25	3	4	0.72-2.61	1,48	4	6	0.926-2	1,5	6	8	1.2-2.2	1,65	2	4	1.0-1.5	1,15
29		Mg^{2+}	4	5	0.593-1.642	1,095	3	4	0.51-2.08	1,16	4	6	0.73-1.19	1,01	6	8	0.91-1.34	1,08	2	4	0.5-1.37	0,87
30		$Na^+ + K^+$	4	5	97.6-111.7	101,4	3	4	72.9-112.1	97,8	4	6	104.4-114	109,2	6	8	96,2-108.5	102,7	2	4	100,5-113	107,7

Продолжение таблицы 2.3.4

№№ п/п	Характеристика и содержание		V-J_2 (Ю-В крыло)				VI-J_2 (Ю-В крыло)				VII-J_2 (Ю-В крыло)				III-al. (С-З крыло)			
			Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
1	Газосодержание, $м^3/м^3$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Объемный коэффициент, доли ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Плотность, $кг/м^3$		3	5	169-1191	1184	3	4	1181-1191	1187	11	15	1175-1199	1191	1	1	1177	1177
4	Вязкость, мПа·с		-	-	-	-	1	1	1,7	1,7	3	3	1.59-1.72	1,65	-	-	-	-
5	Общая минерализация, $г/дм^3$		3	5	246,7-297.6	276,9	3	4	281,6-290.3	287,8	11	15	252,6-297.7	287,2	1	1	264,9	264,9
6	Водородный показатель (pH)		3	5	5,9-7,7	6,5	3	4	7,1-7.2	7,1	11	15	6,5-7,4	6,8	1	1	6,6	6,6
7	Общее содержание железа, $мг/дм^3$		1	1	12,32	12,32	-	-	-	-	6	8	0-14,28	6,72	1	1	11,9	11,9
8	Общая жесткость, $мг\text{-}экв/дм^3$ (°Ж)		3	5	99.8-169,7	127,9	3	4	80.4-150	119,6	11	15	53.6-131,7	87,9	1	1	154,9	154,9
9	Тип воды		3	5	ХК	ХК	3	4	ХК	ХК	11	15	ХК	ХК	1	1	ХК	ХК
10	Примеси, $мг/дм^3$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	64	64
11	Содержание металлов, $мг/дм^3$	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12		Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13		Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14		Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15		Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16		Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17		Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18		Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19		Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Содержание, $мг/дм^3$	Бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21		Йода	-	-	1-3,5	1,87	3	4	1,0.-3,5	1,9	7	8	0-11	5,1	1	1	2,1	2,1
22		Брома	-	-	65,8-76,1	72,28	3	4	65,8-76.2	72,3	7	8	61,4-285,4	158,1	1	1	100,6	100,6
23		Сероводорода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	0	0
24		Оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Содержание ионов, $г/дм^3$	Cl^-	3	5	149,6-180.8	168,3	3	4	171-176.4	174,9	11	15	153,2-180.6	174,2	1	1	161,1	161,1
26		SO_4^{2-}	3	5	0 - 0,4	0,08	3	4	0.03-0.13	0,08	11	15	0-0,4	0,05	1	1	0,04	0,04
27		HCO_3^-	3	5	0.027-0.286	0,2	3	4	0.09-0.24	0,2	11	15	0.11-0.66	0,38	1	1	0,2	0,2
28		Ca^{2+}	3	5	0.95-1,4	1,25	3	4	0.68-1.3	1,14	11	15	0,6-1,56	0,87	1	1	1,2	1,2
29		Mg^{2+}	3	5	0.48-1,22	0,796	3	4	0.56-1,03	0,76	11	15	0,18-0,85	0,61	1	1	1,1	1,1
30		$Na^+ + K^+$	3	5	94,9-115	106,3	3	4	109,1-111.7	110,8	11	15	97,5-115,4	111,1	1	1	101,1	101,1

Продолжение таблицы 2.3.4

№№ п/п	Характеристика и содержание		VII-J2-I пл. (С-З крыло)				VII-J2-II пл. (С-З крыло)				VIII-J2 (С-З крыло)				PT (С-З крыло)			
			Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
1	Газосодержание, $м^3/м^3$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Объемный коэффициент, доли ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Плотность, $кг/м^3$		8	8	1167-1199	1179	21	26	1167-1200	1179	17	17	1171-1200	1190	3	3	1180,6-1190	1185,1
4	Вязкость, мПа·с		1	1	1,44	1,44	1	1	1,76	1,76	-	-	-	1,7	3	3	1,5-1,8	1,6
5	Общая минерализация, $г/дм^3$		8	8	208,3-299,5	261,4	21	26	244,7-311,2	268,8	17	17	208,3-311,2	272,9	3	3	272,9-296,7	285,9
6	Водородный показатель (pH)		8	8	6,4-7,1	6,8	21	26	6,2-7,9	6,7	17	17	6,2-7,9	6,8	3	3	6,3-6,7	6,6
7	Общее содержание железа, $мг/дм^3$		6	6	0-23,5	11,78	13	14	0,5-28,3	9,5	5	5	0-15,12	6,38	-	-	-	-
8	Общая жесткость, мг-экв/$дм^3$ (°Ж)		8	8	90,3-219,6	156,7	21	26	87,9-206,3	129,1	17	17	58,3-220	111,3	3	3	110-214,5	150,4
9	Тип воды		8	8	ХК	ХК	21	26	ХК	ХК	17	17	ХК	ХК	3	3	ХК	ХК
10	Примеси, $мг/дм^3$			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Содержание металлов, $мг/дм^3$	Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12		Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13		Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14		Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15		Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16		Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17		Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18		Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19		Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Содержание, $мг/дм^3$	Бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21		Йода	8	8	2,1-7,6	3,7	21	26	0,14-10,6	3,8	17	17	0,14-10,6	3,4	3	3	1,8-11,2	5,93
22		Брома	8	8	55,1-228	138,1	21	26	2,7-245,1	105,9	17	17	2,7-245,1	105	3	3	46-115	78
23		Сероводорода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24		Оксида кремния	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Содержание ионов, $г/дм^3$	Cl^-	8	8	127,1-180,9	158	21	26	148,6-186,3	162,8	17	17	155,2-186,3	172,5	3	3	162,8-179,9	172,7
26		SO_4^{2-}	8	8	0,03-8	1,3	21	26	0,07-3,5	0,42	17	17	0,05-3,42	0,56	3	3	0,028-3,3	1,1
27		HCO_3^-	8	8	0,12-0,38	0,27	21	26	0,07-0,73	0,4	17	17	0,1-0,59	0,41	3	3	0,04-0,57	0,36
28		Ca^{2+}	8	8	0,72-1,7	1,1	21	26	0,5-1,4	0,95	17	17	0,48-1,20	0,82	3	3	1-2,6	1,6
29		Mg^{2+}	8	8	0,66-1,6	1,22	21	26	0,61-1,82	0,99	17	17	0,04-1,95	0,81	3	3	0,73-1	0,88
30		$Na^+ + K^+$	8	8	77,5-115,9	99,5	21	26	92,7-118,7	103,2	17	17	97,6-119,2	109,6	3	3	104,4-114,4	109,3

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

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

В данном подразделе анализируются специальные исследования по скважинам №№461, 500 (АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»). Далее приводится анализ результатов экспериментов.

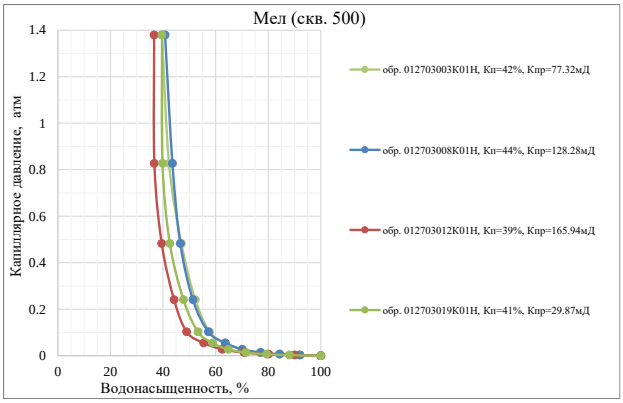
В таблице 2.4.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов.

Таблица 2.4.1 - Виды специальных исследований, проведенных на керне

Вид исследования	Компания, проводившая анализ (год выполнения анализа)	Количество	
		скв. №461	скв. №500
Кривые капиллярного давления, образец	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» (скв. №461 – 2020г., скв. №500 – 2023г.)	30	10
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, образец		10	3
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец		10	3
Смачиваемость, образец		7	3

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности. Для измерения электрических свойств породы с определением кривой капиллярного давления использовали систему PLS-200 с четырьмя гидростатическими кернодержателями. Исследования выполнены на 4 образцах из меловых горизонтов и 36 образцах из юрских горизонтов.

На рисунке 2.4.1 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для каждого образца.



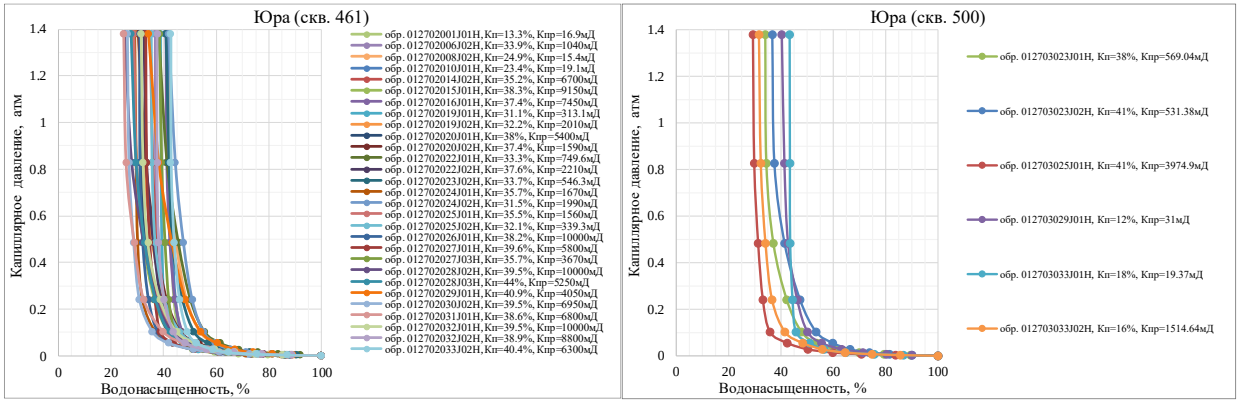


Рис. 2.4.1 - График зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (мел, юра)

Эксперименты, выполненные на образцах меловых и юрских отложений, показали, что образцы с пористостью соответственно от 39 до 44% и от 12 до 44%, проницаемостью соответственно от 29,87 до 165,94 мД и от 15,4 до 10000 мД имеют остаточную водонасыщенность от 36,6 до 40,8% и от 24,9 до 43,3%, в среднем 39,15% и 34,51% соответственно.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 13 образцах керна меловых и юрских отложений скважин №№461, 500, со средней пористостью 35% и средней проницаемостью от 3121,98 мД. Образцы представлены песчаниками.

По меловым отложениям исследована 1 модель по образцам, при этом остаточная водонасыщенность составляет 0,391 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,22 доли ед. и коэффициент вытеснения нефти – 0,640 доли ед.

По юрским отложениям исследованы 12 образцов VI-J_2, VII-J_2-1 пл., VII-J_2-2 пл. и VIII-J_2 горизонтов, и остаточная водонасыщенность в образцах меняется от 0,255 до 0,447 доли ед., составляя в среднем 0,353 доли ед., остаточная нефтенасыщенность варьирует в диапазоне 0,146÷0,25 доли ед., в среднем 0,211 доли ед., коэффициент вытеснения нефти колеблется от 0,570 до 0,777 доли ед. и составляет в среднем 0,673 доли ед.

Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ модели	№ образца	Горизонт	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Длина образца L, см	Диаметр образца D, см	Объем пор $V_{пор}$, $см^3$	Открытая пористость, доли ед.	Проницаемость, $мкм^2*10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность, $S_в^{ост}$ доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, $S_в^{ост}$ доли ед.	Коэффициент вытеснения, β, доли ед.
									по газу	по воде при 100% водонасыщенности	по нефти при ост. водонасыщенности			
Скважина №461														
3	012702008J02H	VII-J_2-2 пл	377,67	384,17	4,49	3,79	12,69	0,25	15	6,52	10	0,416	0,232	0,60
5	012702016J01H	VII-J_2-2 пл	385,35	390,72	5,45	3,81	23,22	0,37	7450	3985	5230	0,353	0,2	0,69
6	012702019J01H	VII-J_2-2 пл	402,2	403,6	4,97	3,77	17,17	0,31	313	158	320	0,405	0,199	0,67
7	012702020J01H	VII-J_2-2 пл	403,2	405,8	5,15	3,77	21,89	0,38	5400	2850	3890	0,256	0,25	0,66
11	012702024J01H	VII-J_2-2 пл	407,25	409,55	5,07	3,77	20,17	0,36	1670	852	1252	0,321	0,241	0,65
13	012702025J02H	VII-J_2-2 пл	408,7	411	5,11	3,8	18,63	0,32	339	163	296	0,434	0,188	0,67
15	012702027J03H	VII-J_2-2 пл	411,75	412,2	4,45	3,77	17,67	0,36	3670	1850	2630	0,297	0,238	0,66
16	012702028J03H	VII-J_2-2 пл	412,8	413,25	5,12	3,76	25,01	0,44	5250	2750	3690	0,345	0,146	0,78
18	012702030J02H	VIII-J_2	414,9	415,35	4,51	3,7	19,18	0,40	6950	3720	4985	0,255	0,249	0,67
20	012702032J02H	VIII-J_2	416,5	416,95	5,5	3,79	24,21	0,39	8800	4625	6052	0,38	0,175	0,72
Скважина №500														
2	012703012K01H	мел	370,4	370,2	5,02	3,8	34,57	0,39	165,94	63,68	102	0,391	0,22	0,64
4	012703023J02H	VI-J_2	596,35	597,05	4,54	3,65	19,27	0,41	531,38	223	280	0,331	0,17	0,75
5	012703029J01H	VI-J_2	602,95	603,83	4,5	3,71	5,7	0,12	31	12,33	17,9	0,447	0,239	0,57

Определение относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода». Эксперимент проводился на 13 образцах керна скважин №№461, 500. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

№ модели	№ образца	Глубина, м	Глубина (привязанная глубина), м	Горизонт	Проницаемость для газа *10^{-3}. мкм^2	Проницаемость по пластовой воде, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	$К_{относительной\ проницаемости}$ по воде, доли ед.	$К_{относительной\ проницаемости}$ по нефти, доли ед.
Скважина 461											
1	01J01H	362,22	363,72	юра	16,9	7,6	0,133	0,44	0,23	0,227	1
2	06J02H	367,65	369,15	VII-J_2-1 пл	1040	520	0,339	0,36	0,2	0,177	1
4	14J02H	383,73	389,1	VII-J_2-2 пл	6700	3252	0,352	0,37	0,15	0,199	1
8	20J02H	403,75	406,4	VII-J_2-2 пл	1590	763	0,374	0,42	0,17	0,214	1
9	22J02H	405,65	407,95	VII-J_2-2 пл	2210	1120	0,376	0,4	0,15	0,219	1
10	23J02H	406,8	409,1	VII-J_2-2 пл	546,3	263	0,337	0,32	0,23	0,234	1
12	25J01H	408,3	410,6	VII-J_2-2 пл	1560	756	0,355	0,34	0,16	0,262	1
14	27J01H	411,05	411,5	VII-J_2-2 пл	5800	3012	0,396	0,4	0,17	0,224	1
17	29J01H	413,17	413,62	VII-J_2-2 пл	4050	2150	0,409	0,35	0,15	0,288	1
19	31J01H	415,27	415,72	VIII-J_2	6800	3550	0,386	0,25	0,21	0,234	1
Скважина 500											
1	03K01H	347,36	347,86	II-K_1al-I пл	77,32	30,75	0,416	0,4	0,23	0,269	1
3	23J01H	596,25	596,95	VI-J_2	596,25	226	0,383	0,33	0,21	0,211	1
6	33J01H	606,1	608,6	VI-J_2	19,37	8,3	0,179	0,42	0,23	0,235	1

В результате исследования для мела остаточная водонасыщенность по одному образцу скважины №500 равна 0,40 доли ед.

Для отложений юры исследования проводились на 12 образцах керна скважин №№461, 500 с пористостью от 0,13 до 0,41 доли ед. и проницаемостью от 7,6 до 3550 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 0,15-0,23 доли ед., в среднем составляя 0,19 доли ед.

Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.2.

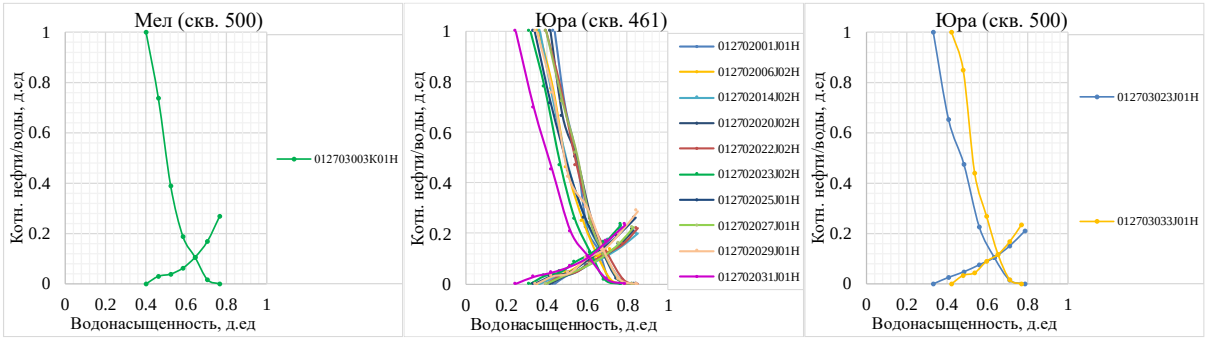


Рис. 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (мел, юра)

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные.

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 10 образцах керна скважин №№461, 500. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные (таблица 2.4.4).

Таблица 2.4.4 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту

Номер скважин	Номер образца	Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
461	012702001J01H	362,22	0,93	2,87	0,52	4,65	0,21	гидрофильная
	012702008J02H	377,67	1,52	5,89	0,98	8,76	0,15	гидрофильная
	012702014J02H	383,73	3,19	10,18	1,82	16,24	0,20	гидрофильная
	012702016J01H	385,35	3,40	11,63	1,88	16,71	0,18	гидрофильная
	012702020J01H	403,20	3,85	12,44	1,64	14,78	0,20	гидрофильная
	012702022J02H	405,65	2,92	11,12	2,00	17,85	0,15	гидрофильная
	012702032J02H	416,50	3,22	11,79	2,00	17,97	0,16	гидрофильная
500	012703012K01H	370,40	3,42	10,31	1,76	15,81	0,22	гидрофильная
	012703023J02H	596,35	3,02	9,87	1,61	14,38	0,19	гидрофильная
	012703029J01H	602,95	0,79	2,36	0,43	3,90	0,22	гидрофильная

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

Таблица 2.4.5 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного пласта

Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, мкм^2	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Мел								
ЧНЗ	Количество определений	2	2	2	2	1	1	1
	Среднее значение	0,122	0,396	0,604	0,225	0,628	0,269	1
	Интервал изменения	0,077-0,166	0,391-0,400	0,600-0,609	0,220-0,230	0,617-0,639	-	-
Юра								
ЧНЗ	Количество определений	24	24	24	24	24	12	12
	Среднее значение	2,973	0,360	0,640	0,199	0,687	0,227	1
	Интервал изменения	0,015-8,800	0,250-0,447	0,553-0,750	0,146-0,250	0,568-0,777	0,177-0,288	-

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

2.5. Запасы нефти и газа

За весь период разведки и разработки на месторождении Камышитовое Юго-Восточное были выполнены 6 оценок запасов УВ, утвержденных ГКЗ РК в 1984, 1989, 1994, 1999, 2014 и 2020 годах.

В 2020 году Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен и утвержден ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное» по состоянию изученности на 01.01.2020 г. Геолого-структурная модель месторождения основывалась на данных переинтерпретации материалов 3Д/2Д, выполненных в 2019г ТОО «Reservoir Evaluation Services».

В табл.4.7.1 представлены утвержденные запасы нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020г).

После утверждения запасов на северо-западном крыле были пробурены скважины №№461, 465, 466, 468, 469, 471, 472, 473, 474, на юго-восточном скважины №№467, 500, 501. Результаты бурения скважины №465 показали, что продуктивные пласты III альбского горизонта попали в приразломную зону между сбросами f_1' и F_1, образовав при этом ловушку, перспективную для накопления углеводородов, по нижним среднеюрским горизонтам продуктивные пласты остались в основном блоке, приращенная площадь нефтеносности III альбского горизонта составила 230 тыс.м^2.

Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020г)

Горизонт, пласт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м^3	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см^3	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент нефтеизвлечения, доли.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Добыча нефти на дату 01.07.2024г., тыс.т	Остаточные запасы		Газосодержание, м^3/т	Геологические запасы раств. газа, млн.м^3	Извлекаемые запасы раств. газа, млн.м^3
							открытой пористости, доли ед.	нефтенасыщенности, доли ед.	пересчетный						Балансовые	Извлекаемые			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
Северо-западное крыло																			
K_1 - III al				**в пределах горного отвода**															
	I	Н	C_1	283	1,4	394	0,25	0,51	0,983	0,927	46	0,483	22				3,6	0,17	0,08
		ВН	C_1	19	1,0	19	0,25	0,51	0,983	0,927	2	0,411	1				3,6	0,01	0,004
	I	Н	C_2	975	1,7	1640	0,25	0,51	0,983	0,927	191	0,359	69				3,6	0,69	0,25
		ВН	C_2	52	1,0	52	0,25	0,51	0,983	0,927	6	0,308	2				3,6	0,02	0,01
	всего по I блоку		C_1	302	1,4	413					48		23					0,18	0,08
			C_2	1027	1,6	1692					197		71					0,71	0,26
	за пределами горного отвода																		
	I	Н	C_2	236	1,8	426	0,25	0,51	0,983	0,927	49	0,359	18				3,6	0,18	0,06
		ВН	C_2	155	1,4	217	0,25	0,51	0,983	0,927	25	0,308	8				3,6	0,09	0,03
	всего по I блоку		C_2	391	1,6	643					74		26					0,27	0,09
	в пределах горного отвода																		
	II	Н	C_2	25	2,1	52	0,27	0,65	0,983	0,927	8	0,359	3				3,6	0,03	0,01
		ВН	C_2	51	1,6	81	0,27	0,65	0,983	0,927	13	0,308	4				3,6	0,05	0,01
	всего по II блоку		C_2	76	1,8	133					21		7					0,08	0,02
Всего в пределах горного отвода			C_1	302	1,4	413					48		23					0,18	0,08
			C_2	1103	1,7	1825					218		78					0,79	0,28
Всего за пределами горного отвода			C_2	391	1,6	643					74		26					0,27	0,09
Итого по K1-III al			C_1	302	1,4	413					**48**	0,479	**23**	**20,7**	**27,3**	**3,4**		0,18	0,08
			C_2	1494	1,7	2468					292	0,356	104					1,06	0,37
VII-J2-1 пл.	**в пределах горного отвода**																		
	I	Н	В	801	5,2	4150	0,28	0,58	0,915	0,887	547	0,453	248				15,7	8,59	3,89
		ВН	В	84	3,3	274	0,28	0,58	0,915	0,887	36	0,408	15				15,7	0,57	0,24
		Н	C_1	93	6,0	560	0,28	0,58	0,915	0,887	74	0,453	34				15,7	1,16	0,53
		ВН	C_1	41	3,6	148	0,28	0,58	0,915	0,887	20	0,408	8				15,7	0,31	0,13
		Н	C_2	31	5,6	173	0,28	0,58	0,915	0,887	23	0,340	8				15,7	0,36	0,13
		ВН	C_2	62	6,0	373	0,28	0,58	0,915	0,887	49	0,306	15				15,7	0,77	0,24
	всего по I блоку		В	885	5,0	4424					583		263					9,16	4,13
			C_1	134	5,3	708					94		42					1,47	0,66
			$B+C_1$	1019	5,0	5132					677		305					10,63	4,79
			C_2	93	5,9	546					72		23					1,13	0,37
	за пределами горного отвода																		
	I	ВН	С2	166	2,2	366	0,28	0,58	0,915	0,887	48	0,339	16				15,7	0,75	0,25
	в пределах горного отвода																		
	II	Н	В	1351	6,8	9231	0,27	0,63	0,915	0,887	1274	0,461	587				15,7	20	9,22
		ВН	В	394	4,7	1867	0,27	0,63	0,915	0,887	258	0,415	107				15,7	4,05	1,68
	всего по II блоку		В	1745	6,4	11098					1532		694					24,05	10,90
	за пределами горного отвода																		
	II	ВН	В	103	2,8	291	0,27	0,63	0,915	0,887	40	0,415	17				15,7	0,63	0,01

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Всего в пределах горного отвода			В	2630	5,9	15522					2115		957					33,21	15,03
			C_1	134	5,3	708					94		42					1,47	0,66
			$B+C_1$	2764	5,9	16230					2209		999					34,68	15,69
			C_2	93	5,9	546					72		23					1,13	0,37
Всего за пределами горного отвода			В	103	2,8	291					40		17					0,63	0,01
			C_2	166	2,2	366					48		16					0,75	0,25
Итого по VII-J2-1 пл.			В	2733	5,8	15813					2155		974					33,84	15,04
			C_1	134	5,3	708					94		42					1,47	0,66
			$B+C_1$	2867	5,8	16521					**2249**	0,452	**1016**	**584,3**	**1664,7**	**431,7**		35,31	15,70
			C_2	259	3,5	912					120	0,325	39					1,88	0,62
VII-J2-1 пл.				**Грабен**															
				в пределах горного отвода															
	Грабен	Н	C_1	9	1,1	10	0,28	0,61	0,915	0,887	1	0,452	0,5				15,7	0,02	0,01
		ВН	C_1	12	1,1	13	0,28	0,61	0,915	0,887	2	0,407	1				15,7	0,03	0,02
		Н	C_2	67	1,1	73	0,28	0,61	0,915	0,887	10	0,339	3				15,7	0,16	0,05
		ВН	C_2	50	1,1	55	0,28	0,61	0,915	0,887	8	0,305	2				15,7	0,13	0,03
	Всего по грабену VII-J2-1 пл.		C_1	21	1,1	23					3		1,5					0,05	0,03
			C_2	117	1,1	128					18		5					0,29	0,08
VII-J2-2 пл.				**в пределах горного отвода**															
	I	Н	В	834	7,1	5905	0,28	0,66	0,915	0,879	878	0,555	487				15,7	13,78	7,65
		ВН	В	306	5,1	1566	0,28	0,66	0,915	0,879	233	0,527	123				15,7	3,66	1,93
		Н	C_1	120	6,7	804	0,28	0,66	0,915	0,879	120	0,555	67				15,7	1,88	1,05
		ВН	C_1	76	4,4	334	0,28	0,66	0,915	0,879	50	0,527	26				15,7	0,79	0,41
		Н	C_2	56	7,5	422	0,28	0,66	0,915	0,879	63	0,416	26				15,7	0,99	0,41
		ВН	C_2	27	6,3	169	0,28	0,66	0,915	0,879	25	0,395	10				15,7	0,39	0,16
	всего по I блоку		В	1140	6,6	7471					1111		610					17,44	9,58
			C_1	196	5,8	1138					170		93					2,67	1,46
			$B+C_1$	1336	6,4	8609					1281		703					20,11	11,04
			C_2	83	7,1	591					88		36					1,38	0,57
				за пределами горного отвода															
	I	ВН	В	4	2,5	10	0,28	0,66	0,915	0,879	1	0,527	1				15,7	0,02	0,02
		ВН	C_1	76	4,4	334	0,28	0,66	0,915	0,879	50	0,527	26				15,7	0,79	0,41
		Н	C_2	58	7,6	438	0,28	0,66	0,915	0,879	65	0,416	27				15,7	1,02	0,42
		ВН	C_2	331	4,6	1526	0,28	0,66	0,915	0,879	227	0,395	90				15,7	3,56	1,41
	всего по I блоку		В	4	2,5	10					1		1					0,02	0,02
			C_1	76	4,4	334					50		26					0,79	0,41
			$B+C_1$	80	4,3	344					51		27					0,81	0,43
			C_2	389	5,0	1964					292		117					4,58	1,83
				в пределах горного отвода															
	II	Н	В	1092	18,5	20156	0,29	0,81	0,915	0,879	3808	0,551	2097				15,7	59,79	32,92
		ВН	В	326	6,9	2247	0,29	0,81	0,915	0,879	425	0,523	222				15,7	6,67	3,49
	всего по II блоку		В	1418	15,8	22403					4233		2319					66,46	36,41
Всего в пределах горного отвода			В	2558	11,7	29874					5344		2929					83,90	45,99
			C_1	196	5,8	1138					170		93					2,67	1,46
			$B+C_1$	2754	11,3	31012					5514		3022					86,57	47,45
			C_2	83	7,1	591					88		36					1,38	0,57
Всего за пределами горного отвода			В	4	2,5	10					1		1					0,02	0,02
			C_1	76	4,4	334					50		26					0,79	0,41
			$B+C_1$	80	4,3	344					51		27					0,81	0,43
			C_2	389	5,0	1964					292		117					4,58	1,83
Итого по VII-J2-2 пл.			В	2562	11,7	29884					5345		2930					83,92	46,01
			C_1	272	5,4	1472					220		119					3,46	1,87
			$B+C_1$	2834	11,1	31356					**5565**	0,548	**3049**	**2015,4**	**3549,6**	**1033,6**		87,38	47,88

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
			C_2	472	5,4	2555					380	0,403	153					5,96	2,40
VII-J2-2 пл.				**Грабен**															
				в пределах горного отвода															
	Грабен	Н	C_1	72	6,6	472	0,29	0,71	0,915	0,879	78	0,544	42				15,7	1,22	0,66
		ВН	C_1	26	6,5	170	0,29	0,71	0,915	0,879	28	0,517	14				15,7	0,44	0,22
		Н	C_2	17	6,6	112	0,29	0,71	0,915	0,879	19	0,408	8				15,7	0,3	0,13
		ВН	C_2	113	3,7	423	0,29	0,71	0,915	0,879	70	0,388	27				15,7	1,1	0,42
	Всего по грабену VII-J2-2 пл.		C_1	98	6,6	642					106		56					1,66	0,88
			C_2	130	4,1	535					89		35					1,4	0,55
VIII-J_2				**в пределах горного отвода**															
	I	Н	В	250	4,3	1078	0,28	0,61	0,940	0,870	151	0,526	79				16,9	2,55	1,34
		ВН	В	311	4,2	1309	0,28	0,61	0,940	0,870	183	0,500	92				16,9	3,09	1,55
	всего по I блоку		В	561	4,3	2387					334		171					5,64	2,89
				в пределах горного отвода															
	II а	ВН	В	802	14,1	11295	0,28	0,78	0,940	0,870	2017	0,511	1030				16,9	34,09	17,41
				в пределах горного отвода															
	II б	ВН	В	49	2,1	105	0,28	0,78	0,940	0,870	19	0,511	10				16,9	0,32	0,17
Всего в пределах горного отвода			В	1412	9,8	13787					2370		1211					40,03	20,45
Итого по VIII-J2			В	1412	9,8	13787					**2370**	0,511	**1211**	**943,4**	**1426,6**	**267,6**		40,03	20,45
VIII-J2				**Грабен**															
				в пределах горного отвода															
	Грабен	Н	C_1	90	1,8	158	0,26	0,55	0,940	0,870	18	0,527	9				16,9	0,30	0,15
		ВН	C_1	4	2,0	8	0,26	0,55	0,940	0,870	1	0,501	1				16,9	0,02	0,02
		Н	C_2	18	1,8	32	0,26	0,55	0,940	0,870	4	0,395	2				16,9	0,07	0,03
		ВН	C_2	73	1,8	128	0,26	0,55	0,940	0,870	15	0,375	6				16,9	0,25	0,10
	Всего по грабену VIII-J2		C_1	94	1,8	166					19		10					0,32	0,17
			C_2	91	1,8	160					19		8					0,32	0,13
IX-J2				**в пределах горного отвода**															
	I	Н	C_1	36	13,6	491	0,31	0,61	0,940	0,870	76	0,023	2				16,9	1,28	0,03
	II	Н	C_1	48	5,4	259	0,26	0,78	0,940	0,870	43	0,023	1				16,9	0,73	0,02
	Итого по IX-J2 в пределах горного отвода		C_1	84	8,9	750					119		3					2,01	0,05
Итого по IX-J2			C_1	84	8,9	750					**119**		**3**	**3,2**	**115,8**	**-0,2**		2,01	0,05
IX-J2				**Грабен**															
				в пределах горного отвода															
	Грабен	Н	C_1	45	3,6	163	0,19	0,55	0,940	0,870	14	0,023	0,3				16,9	0,24	0,01
	Всего по грабену IX-J2		C_1	45	3,6	163					14		0,3					0,24	0,01
Всего в пределах горного отвода северо-западного крыла			В								9829		5097					157,14	81,47
			C_1								431		161					6,33	2,25
			$B+C_1$								10260		5258					163,47	83,72
			C_2								378		137					3,3	1,22
Всего за пределами горного отвода северо-западного крыла			В								41		18					0,65	0,03
			C_1								50		26					0,79	0,41
			$B+C_1$								91		44					1,44	0,44
			C_2								414		159					5,60	2,17
Итого по северо-западному крылу			**В**								**9870**		**5115**					**157,79**	**81,50**
			C_1								**481**		**187**					**7,12**	**2,66**
			$B+C_1$								**10351**		**5302**	**3567,0**	**6784**	**1735**		**164,91**	**84,16**
			C_2								**792**		**296**					**8,90**	**3,39**
Всего по грабену в пределах горного отвода			C_1								142		68					2,27	1,09
			C_2								126		48					2,01	0,76

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
			Юго-восточное крыло																
				в пределах горного отвода															
	I	Н	В	546	6,6	3582	0,30	0,59	0,943	0,890	532	0,291	155				4,4	2,34	0,68
		Н	C_1	754	6,2	4674	0,30	0,59	0,943	0,890	694	0,247	172				4,4	3,05	0,76
		Н	C_2	1310	3,7	4882	0,30	0,59	0,943	0,890	725	0,218	158				4,4	3,19	0,70
		ВН	C_2	143	2,3	331	0,30	0,59	0,943	0,890	49	0,186	9				4,4	0,22	0,04
	всего по I блоку		В	546	6,6	3582					532		155					2,34	0,68
			C_1	754	6,2	4674					694		172					3,05	0,76
			C_2	1453	3,6	5213					774		167					3,41	0,74
			$В+C_1$	1300	6,4	8256					1226		327					5,39	1,44
				за пределами горного отвода															
	I	Н	C_2	882	2,0	1763	0,30	0,59	0,943	0,890	262	0,218	57				4,4	1,15	0,25
		ВН	C_2	69	2,0	139	0,30	0,59	0,943	0,890	21	0,186	4				4,4	0,09	0,02
K_1al II - 1 пл.	всего по I блоку		C_2	951	2,0	1902					283		61					1,24	0,27
				в пределах горного отвода															
	II	Н	В	69	6,2	429	0,29	0,64	0,943	0,890	67	0,148	10				4,4	0,29	0,04
		ВН	В	21	6,4	134,0	0,29	0,64	0,943	0,890	21	0,126	3				4,4	0,09	0,01
		Н	C_1	136	6,0	819	0,29	0,64	0,943	0,890	128	0,148	19				4,4	0,56	0,08
		ВН	C_1	118	4,9	583	0,29	0,64	0,943	0,890	91	0,126	11				4,4	0,40	0,05
		Н	C_2	42	6,0	251	0,29	0,64	0,943	0,890	39	0,111	4				4,4	0,17	0,02
		ВН	C_2	161	5,2	842	0,29	0,64	0,943	0,890	131	0,094	12				4,4	0,58	0,05
	всего по II блоку		В	90	6,3	563					88		13					0,38	0,05
			C_1	254	5,5	1402					219		30					0,96	0,13
			C_2	161	5,2	842					131		12					0,58	0,05
			$В+C_1$	344	5,7	1965					307		43					1,34	0,18
				за пределами горного отвода															
	II	ВН	C_2	12	3,9	47	0,29	0,64	0,943	0,890	7	0,094	1				4,4	0,03	0,004
Всего в пределах горного отвода			В	636	6,5	4145					620		168					2,72	0,73
			C_1	1008	6,0	6076					913		202					4,01	0,89
			C_2	1614	3,8	6055					905		179					3,99	0,79
			$В+C_1$	1644	6,2	10221					1533		370					6,73	1,62
Всего за пределами горного отвода			C_2	963	2,0	1949					290		62					1,27	0,274
Итого по K1al II - 1 пл.			В	636	6,5	4145					620		168					2,72	0,73
			C_1	1008	6,0	6076					913		202					4,01	0,89
			C_2	2577	3,1	8004					1195	0,202	241					5,26	1,064
			$В+C_1$	1644	6,2	10221					**1533**	0,241	**370**	**149,5**	**1383,5**	**220,5**		6,73	1,62
				в пределах горного отвода															
	I	Н	В	656	4,8	3137	0,29	0,55	0,943	0,893	421	0,280	118				4,4	1,85	0,52
		Н	C_1	1030	3,7	3777	0,29	0,55	0,943	0,893	507	0,274	139				4,4	2,23	0,61
		ВН	C_1	68	1,6	112	0,29	0,55	0,943	0,893	15	0,233	3				4,4	0,07	0,01
		Н	C_2	932	2,8	2598	0,29	0,55	0,943	0,893	349	0,206	72				4,4	1,54	0,32
		ВН	C_2	106	2,0	208	0,29	0,55	0,943	0,893	28	0,175	5				4,4	0,12	0,02
	всего по I блоку		В	656	4,8	3137					421		118					1,85	0,52
			C_1	1098	3,5	3889					522		142					2,30	0,62
			C_2	1038	2,7	2806					377		77					1,66	0,34
K1al II - 2 пл.			$В+C_1$	1754	4,0	7026					943		260					4,15	1,14
				за пределами горного отвода															
	I	Н	C_2	1041	2,9	3049	0,29	0,55	0,943	0,893	410	0,206	84				4,4	1,8	0,37
		ВН	C_2	160	1,6	254	0,29	0,55	0,943	0,893	34	0,175	6				4,4	0,15	0,03
	всего по I блоку		C_2	1201	2,8	3303					444		90					1,95	0,4
				в пределах горного отвода															
	II	Н	В	8	2,0	16	0,29	0,57	0,943	0,893	2	0,100	0,2				4,4	0,01	0,0009
		ВН	В	54	0,9	51	0,29	0,57	0,943	0,893	7	0,085	1				4,4	0,03	0,004
	всего по II блоку		В	62	1,1	67					9		1,2					0,04	0,0049

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Всего в пределах горного отвода			B	718	4,5	3204					430		119					1,89	0,52
			C_1	1098	3,5	3889					522		142					2,30	0,62
			C_2	1038	2,7	2806					377		77					1,66	0,34
			$B+C_1$	1816	3,9	7093					952		261					4,19	1,14
Всего за пределами горного отвода			C_2	1201	2,8	3303					444		90					1,95	0,4
Итого по K1al II - 2 пл.			B	718	4,5	3204					430		119					1,89	0,52
			C_1	1098	3,5	3889					522		142					2,30	0,62
			C_2	2239	2,7	6109					821	0,203	167					3,61	0,74
			$B+C_1$	1816	3,9	7093					**952**	0,274	**261**	**190,0**	**762**	**71**		4,19	1,14
				в пределах горного отвода															
	I а	Н	B	122	2,4	292	0,30	0,62	0,983	0,927	49	0,320	16				3,6	0,18	0,06
		ВН	B	33	1,5	48	0,30	0,62	0,983	0,927	8	0,304	2				3,6	0,03	0,01
		Н	C_1	68	3,5	238	0,30	0,62	0,983	0,927	40	0,320	13				3,6	0,14	0,05
		ВН	C_1	11	2,2	24	0,30	0,62	0,983	0,927	4	0,304	1				3,6	0,01	0,004
		Н	C_2	75	4,8	358	0,30	0,62	0,983	0,927	61	0,240	15				3,6	0,22	0,05
		ВН	C_2	18	2,7	48	0,30	0,62	0,983	0,927	8	0,228	2				3,6	0,03	0,01
	всего по I а блоку		B	155	2,2	340					57		18					0,21	0,07
			C_1	79	3,3	262					44		14					0,15	0,05
			C_2	93	4,4	406					69		17					0,25	0,06
			$B+C_1$	234	2,6	602					101		32					0,36	0,12
				за пределами горного отвода															
	I а	Н	C_2	256	5,0	1280	0,30	0,62	0,983	0,927	217	0,240	52				3,6	0,78	0,19
		ВН	C_2	37	2,9	107	0,30	0,62	0,983	0,927	18	0,228	4				3,6	0,06	0,01
	всего по I а блоку		C_2	293	4,7	1387					235		56					0,84	0,2
K_1 III al				**в пределах горного отвода**															
	I б	Н	B	184	3,1	573	0,29	0,63	0,983	0,927	95	0,352	33				3,6	0,34	0,12
		ВН	B	26	2,2	57	0,29	0,63	0,983	0,927	9	0,334	3				3,6	0,03	0,01
		Н	C_1	220	2,2	485	0,29	0,63	0,983	0,927	81	0,352	29				3,6	0,29	0,10
		ВН	C_1	6	2,3	14	0,29	0,63	0,983	0,927	2	0,334	1				3,6	0,007	0,004
		Н	C_2	72	3,0	215	0,29	0,63	0,983	0,927	36	0,264	10				3,6	0,13	0,04
		ВН	C_2	3	2,0	6	0,29	0,63	0,983	0,927	1	0,251	0,3				3,6	0,00	0,001
	всего по I б блоку		B	210	3,0	630					104		36					0,37	0,13
			C_1	226	2,2	499					83		30					0,30	0,10
			C_2	75	2,9	221					37		10					0,13	0,04
			$B+C_1$	436	2,6	1129					187		66					0,67	0,23
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_1	2	1,5	3	0,29	0,63	0,983	0,927	0,5	0,352	0,2				3,6	0,002	0,001
		Н	C_2	404	3,2	1287	0,29	0,63	0,983	0,927	214	0,264	56				3,6	0,77	0,20
				в пределах горного отвода															
	II	ВН	C_1	124	1,0	118	0,29	0,53	0,983	0,927	17	0,030	1				3,6	0,06	0,004
		ВН	C_2	47	0,9	44	0,29	0,53	0,983	0,927	6	0,023	0				3,6	0,02	0,0000
Всего в пределах горного отвода			B	365	2,7	970					161		54					0,58	0,20
			C_1	429	2,0	879					144		45					0,51	0,16
			C_2	215	3,1	671					112		27,3					0,40	0,10
			$B+C_1$	794	2,3	1849					305		99					1,09	0,36
Всего за пределами горного отвода			C_1	2	1,5	3					0,5		0,2					0,002	0,001
			C_2	697	3,8	2674					449		112					1,61	0,4
Итого по K1 III al			B	365	2,7	970					161		54					0,58	0,20
			C_1	431	2,0	882					144,5		45,2					0,51	0,16
			C_2	912	3,7	3345					561	0,248	139,3					2,01	0,50
			$B+C_1$	796	2,3	1852					**306**	0,325	**99**	**86,0**	**220**	**13**		1,09	0,36

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
				в пределах горного отвода															
	I а	Н	В	343	9,5	3253	0,30	0,70	0,926	0,889	562	0,322	181				10,1	5,68	1,83
		Н	C_1	276	8,9	2459	0,30	0,70	0,926	0,889	425	0,322	137				10,1	4,29	1,38
		ВН	C_1	53	6,3	332	0,30	0,70	0,926	0,889	57	0,289	16				10,1	0,58	0,16
		Н	C_2	130	2,9	377	0,30	0,70	0,926	0,889	65	0,241	16				10,1	0,66	0,16
		ВН	C_2	12	2,3	28	0,30	0,70	0,926	0,889	5	0,217	1				10,1	0,05	0,01
	всего по I а блоку		В	343	9,5	3253					562		181					5,68	1,83
			C_1	329	8,5	2791					482		153					4,87	1,54
			C_2	142	2,9	405					70		17					0,71	0,17
II J_2			$B+C_1$	672	9,0	6044					1044		334					10,55	3,37
				за пределами горного отвода															
	I а	Н	C_2	536	2,7	1433	0,30	0,70	0,926	0,889	248	0,241	60				10,1	2,5	0,61
		ВН	C_2	37	2,0	74	0,30	0,70	0,926	0,889	13	0,217	3				10,1	0,13	0,03
	всего по I а блоку		C_2	573	2,6	1507					261		63					2,63	0,64
				в пределах горного отвода															
	I б	Н	C_1	64	8,4	538	0,28	0,55	0,926	0,889	68	0,320	22				10,1	0,69	0,22
		ВН	C_1	11	2,2	24	0,28	0,55	0,926	0,889	3	0,288	1				10,1	0,03	0,01
	всего по I б блоку		C_1	75	7,5	562					71		23					0,72	0,23
Всего в пределах горного отвода			В	343	9,5	3253					562		181					5,68	1,83
			C_1	404	8,3	3353					553		176					5,59	1,77
			C_2	142	2,9	405					70		17					0,71	0,17
			$B+C_1$	747	8,8	6606					1115		357					11,27	3,6
Всего за пределами горного отвода			C_2	573	2,6	1507					261		63					2,63	0,64
Итого по II J_2			В	343	9,5	3253					562		181					5,68	1,83
			C_1	404	8,3	3353					553		176					5,59	1,77
			C_2	715	2,7	1912					331	0,242	80					3,34	0,81
			$B+C_1$	747	8,8	6606					**1115**	0,320	**357**	**229,3**	**885,7**	**127,7**		11,27	3,6
				в пределах горного отвода															
	I а	Н	В	359	8,9	3204	0,29	0,67	0,980	0,880	537	0,314	169				5,2	2,79	0,88
		ВН	В	18	2,4	44	0,29	0,67	0,980	0,880	7	0,267	2				5,2	0,04	0,01
		Н	C_1	160	8,3	1329	0,29	0,67	0,980	0,880	223	0,314	70				5,2	1,16	0,36
		ВН	C_1	128	2,5	319	0,29	0,67	0,980	0,880	53	0,267	14				5,2	0,28	0,07
		Н	C_2	48	5,3	253	0,29	0,67	0,980	0,880	42	0,236	10				5,2	0,22	0,05
		ВН	C_2	75	2,5	186	0,29	0,67	0,980	0,880	31	0,200	6				5,2	0,16	0,03
	всего по I а блоку		В	377	8,6	3248					544		171					2,83	0,89
			C_1	288	5,7	1648					276		84					1,44	0,43
			C_2	123	3,6	439					73		16					0,38	0,08
			$B+C_1$	665	7,4	4896					820		255					4,27	1,32
				за пределами горного отвода															
III J2	I а	Н	В	2	5,5	11	0,29	0,67	0,980	0,880	2	0,314	1				5,2	0,01	0,01
		Н	C_1	43	6,1	261	0,29	0,67	0,980	0,880	44	0,314	14				5,2	0,23	0,07
		Н	C_2	396	2,7	1073	0,29	0,67	0,980	0,880	180	0,236	42				5,2	0,94	0,22
		ВН	C_2	115	2,5	288	0,29	0,67	0,980	0,880	48	0,200	10				5,2	0,25	0,05
	всего по I а блоку		В	2	5,5	11					2		1					0,01	0,01
			C_1	43	6,1	261					44		14					0,23	0,07
			C_2	511	2,7	1361					228		52					1,19	0,27
			$B+C_1$	45	6,0	272					46		15					0,24	0,08
				в пределах горного отвода															
	I б	Н	В	6	19,5	117	0,29	0,65	0,980	0,880	19	0,435	8				5,2	0,1	0,04
		ВН	В	5	16,2	81	0,29	0,65	0,980	0,880	13	0,370	5				5,2	0,07	0,03
		Н	C_1	72	6,2	446	0,29	0,65	0,980	0,880	73	0,435	32				5,2	0,38	0,17
		ВН	C_1	24	9,4	225	0,29	0,65	0,980	0,880	37	0,370	14				5,2	0,19	0,07
		Н	C_2	25	2,5	62	0,29	0,65	0,980	0,880	10	0,326	3				5,2	0,05	0,02
		ВН	C_2	63	6,8	427	0,29	0,65	0,980	0,880	69	0,277	19				5,2	0,36	0,10

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	всего по I б блоку		В	11	18,0	198					32		13					0,17	0,07
			C_1	96	7,0	671					110		46					0,57	0,24
			C_2	88	5,6	489					79		22					0,41	0,12
			$B+C_1$	107	8,1	869					142		59					0,74	0,31
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_2	305	2,5	761	0,29	0,65	0,980	0,880	124	0,326	40				5,2	0,64	0,21
				в пределах горного отвода															
	II	Н	C_1	26	1,5	39	0,24	0,48	0,980	0,880	4	0,059	0,2				5,2	0,02	0,001
		ВН	C_1	115	1,5	172	0,24	0,48	0,980	0,880	17	0,050	0,9				5,2	0,09	0,005
	всего по II блоку		C_1	141	1,5	211					21		1,1					0,11	0,006
Всего в пределах горного отвода			В	388	8,9	3446					576		184					3,00	0,96
			C_1	525	4,8	2530					407		131,1					2,12	0,68
			C_2	211	4,4	928					152		38					0,79	0,20
			$B+C_1$	913	6,5	5976					983		315,1					5,12	1,64
Всего за пределами горного отвода			В	2	5,5	11					2		1					0,01	0,01
			C_1	43	6,1	261					44		14					0,23	0,07
			C_2	816	2,6	2122					352		92					1,83	0,48
			$B+C_1$	45	6,0	272					46		15					0,24	0,08
Итого по III J_2			В	390	8,9	3457					578		185					3,01	0,97
			C_1	568	4,9	2791					451		145					2,35	0,75
			C_2	1027	3,0	3050					504	0,258	130					2,6	0,68
			$B+C_1$	958	6,5	6248					**1029**	0,321	**330**	**233,3**	**795,7**	**96,7**		5,36	1,72
IV J_2				**в пределах горного отвода**															
	I а	Н	В	82	3,9	323	0,28	0,56	0,943	0,899	43	0,435	19				11,8	0,51	0,22
		ВН	В	48	2,3	110	0,28	0,56	0,943	0,899	15	0,413	6				11,8	0,18	0,07
		Н	C_1	77	3,0	231	0,28	0,56	0,943	0,899	31	0,435	13				11,8	0,37	0,15
		ВН	C_1	12	2,0	24	0,28	0,56	0,943	0,899	3	0,413	1				11,8	0,04	0,01
		Н	C_2	22	2,0	43	0,28	0,56	0,943	0,899	6	0,326	2				11,8	0,07	0,02
		ВН	C_2	7	2,0	14	0,28	0,56	0,943	0,899	2	0,310	0,6				11,8	0,02	0,01
	всего по I а блоку		В	130	3,3	433					58		25					0,69	0,29
			C_1	89	2,9	255					34		14					0,41	0,16
			C_2	29	2,0	57					8		2,6					0,09	0,03
			$B+C_1$	219	3,1	688					92		39					1,10	0,45
				за пределами горного отвода															
	I а	Н	C_2	244	2,0	488	0,28	0,56	0,943	0,899	65	0,326	21				11,8	0,77	0,25
		ВН	C_2	37	2,0	75	0,28	0,56	0,943	0,899	10	0,310	3				11,8	0,12	0,04
	всего по I а блоку		C_2	281	2,0	563					75		24					0,89	0,29
				в пределах горного отвода															
	I б	Н	В	147	6,7	989	0,29	0,65	0,943	0,899	158	0,350	55				11,8	1,86	0,65
		ВН	В	16	5,9	94	0,29	0,65	0,943	0,899	15	0,333	5				11,8	0,18	0,06
		Н	C_1	60	5,8	350	0,29	0,65	0,943	0,899	56	0,350	20				11,8	0,66	0,24
	всего по I б блоку		В	163	6,6	1083					173		60					2,04	0,71
			C_1	60	5,8	350					56		20					0,66	0,24
			$B+C_1$	223	6,4	1433					229		80					2,70	0,95
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_1	42	4,7	199	0,29	0,65	0,943	0,899	32	0,350	11				11,8	0,38	0,13
		Н	C_2	278	2,0	557	0,29	0,65	0,943	0,899	89	0,263	23				11,8	1,05	0,27
				в пределах горного отвода															
	II	Н	C_1	31	8,7	271	0,28	0,64	0,943	0,899	41	0,020	0,8				11,8	0,48	0,009
		ВН	C_1	186	6,6	1225	0,28	0,64	0,943	0,899	186	0,019	3				11,8	2,19	0,04
	всего по II блоку		C_1	217	6,9	1496					227		3,8					2,67	0,049
Всего в пределах горного отвода			В	293	5,2	1516					231		85					2,73	1,00
			C_1	366	5,7	2101					317		38					3,74	0,45
			C_2	29	2,0	57					8		2,6					0,09	0,03
			$B+C_1$	659	5,5	3617					548		123					6,47	1,45

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Всего за пределами горного отвода			C_1	42	4,7	199					32		11					0,38	0,13
			C_2	559	2,0	1120					164		47					1,94	0,56
Итого по IV J_2			В	293	5,2	1516					231		85					2,73	1,00
			C_1	408	5,6	2300					349		49					4,12	0,58
			C_2	588	2,0	1177					172	0,288	50					2,03	0,59
			$B+C_1$	701	5,4	3816					**580**	0,231	**134**	**79,1**	**500,9**	**54,9**		6,85	1,58
V J_2				**в пределах горного отвода**															
	I а	Н	C_1	55	2,7	150	0,27	0,54	0,943	0,899	19	0,269	5				11,8	0,22	0,06
		ВН	C_1	6	3,3	20	0,27	0,54	0,943	0,899	2	0,256	0,5				11,8	0,02	0,01
		Н	C_2	49	2,0	100	0,27	0,54	0,943	0,899	12	0,202	2				11,8	0,14	0,02
		ВН	C_2	5	2,0	10	0,27	0,54	0,943	0,899	1	0,192	0,2				11,8	0,01	0,002
	всего по I а блоку		C_1	61	2,8	170					21		5,5					0,24	0,07
			C_2	54	2,0	110					13		2,2					0,15	0,02
				за пределами горного отвода															
	I а	Н	C_1	41	2,6	105	0,27	0,54	0,943	0,899	13	0,269	3				11,8	0,15	0,04
		ВН	C_1	2	4,0	8	0,27	0,54	0,943	0,899	1	0,256	0,3				11,8	0,01	0,004
		Н	C_2	158	2,2	353	0,27	0,54	0,943	0,899	44	0,202	9				11,8	0,52	0,11
		ВН	C_2	10	3,0	30	0,27	0,54	0,943	0,899	4	0,192	1				11,8	0,05	0,01
	всего по I а блоку		C_1	43	2,6	113					14		3					0,16	0,04
			C_2	168	2,3	383					48		10					0,57	0,12
				в пределах горного отвода															
	I б	Н	В	269	5,6	1504	0,27	0,60	0,943	0,899	207	0,356	74				11,8	2,44	0,87
		ВН	В	19	4,9	94	0,27	0,60	0,943	0,899	13	0,338	4				11,8	0,15	0,05
		Н	C_1	124	3,8	467	0,27	0,60	0,943	0,899	64	0,356	23				11,8	0,76	0,27
		Н	C_2	4	3,8	15	0,27	0,60	0,943	0,899	2	0,254	0,5				11,8	0,02	0,01
	всего по I б блоку		В	288	5,5	1598					220		78					2,59	0,92
			C_1	124	3,8	467					64		23					0,76	0,27
			$B+C_1$	412	5,0	2065					284		101					3,35	1,19
			C_2	4	3,8	15					2		0,5					0,02	0,01
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_1	25	5,1	128	0,27	0,60	0,943	0,899	18	0,356	6				11,8	0,21	0,07
		Н	C_2	331	3,3	1096	0,27	0,60	0,943	0,899	151	0,267	40				11,8	1,78	0,47
				в пределах горного отвода															
	I б/	Н	В	182	5,3	965	0,28	0,66	0,943	0,899	151	0,407	61				11,8	1,78	0,72
		ВН	В	101	4,7	479	0,28	0,66	0,943	0,899	75	0,387	29				11,8	0,89	0,34
	всего по I б/ блоку		В	283	5,1	1444					226		90					2,67	1,06
	II	Н	C_1	84	7,2	602	0,28	0,70	0,943	0,899	100	0,054	5				11,8	1,18	0,06
		ВН	C_1	123	8,8	1085	0,28	0,70	0,943	0,899	180	0,055	10				11,8	2,12	0,12
	всего по II блоку		C_1	207	8,1	1687					280		15					3,3	0,18
Всего в пределах горного отвода			В	571	5,3	3042					446		168					5,26	1,98
			C_1	392	5,9	2324					365		44					4,3	0,52
			$B+C_1$	963	5,6	5366					811		212					9,56	2,5
			C_2	58	2,2	125					15		2,7					0,17	0,032
Всего за пределами горного отвода			C_1	68	3,5	241					32		9,3					0,37	0,11
			C_2	499	3,0	1479					199		50					2,35	0,59
Итого по V J_2			В	571	5,3	3042					446		168					5,26	1,98
			C_1	460	5,6	2565					397		53					4,67	0,63
			$B+C_1$	1031	5,4	5607					**843**	0,262	**221**	**156,1**	**686,9**	**64,9**		9,93	2,61
			C_2	557	2,9	1604					214	0,246	53					2,52	0,62
VI J_2				**в пределах горного отвода**															
	I б	Н	В	350	6,1	2144	0,25	0,59	0,955	0,891	269	0,455	122				12,3	3,31	1,50
		ВН	В	66	5,5	364	0,25	0,59	0,955	0,891	46	0,432	20				12,3	0,57	0,25
		Н	C_1	153	4,5	685	0,25	0,59	0,955	0,891	86	0,455	39				12,3	1,06	0,48

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		ВН	C_1	5	2,6	13	0,25	0,59	0,955	0,891	2	0,411	1				12,3	0,02	0,01
		Н	C_2	80	3,0	240	0,25	0,59	0,955	0,891	30	0,341	10				12,3	0,37	0,12
	всего по I б блоку		В	416	6,0	2508					315		142					3,88	1,75
			C_1	158	4,4	698					88		40					1,08	0,49
			$B+C_1$	574	5,6	3206					403		182					4,96	2,24
			C_2	80	3,0	240					30		10					0,37	0,12
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_1	77	8,6	661	0,25	0,59	0,955	0,891	83	0,455	38				12,3	1,02	0,47
		ВН	C_1	9	3,0	27	0,25	0,59	0,955	0,891	3	0,432	1				12,3	0,04	0,01
		Н	C_2	331	6,0	1984	0,25	0,59	0,955	0,891	249	0,341	85				12,3	3,06	1,05
		ВН	C_2	30	3,4	102	0,25	0,59	0,955	0,891	13	0,324	4				12,3	0,16	0,05
	всего по I б блоку		C_1	86	8,0	688					86		39					1,06	0,48
			C_2	361	5,8	2086					262		89					3,22	1,1
				в пределах горного отвода															
	I б/	Н	В	318	6,1	1940	0,26	0,55	0,955	0,891	236	0,395	93				12,3	2,90	1,14
		ВН	В	89	3,9	350	0,26	0,55	0,955	0,891	43	0,375	16				12,3	0,53	0,20
	всего по I б/ блоку		В	407	5,6	2290					279		109					3,43	1,34
	II	Н	C_1	121	5,4	658	0,27	0,54	0,955	0,891	82	0,040	3				12,3	1,01	0,04
		ВН	C_1	92	5,5	502	0,27	0,54	0,955	0,891	62	0,038	2				12,3	0,76	0,02
		Н	C_2	157	4,5	699	0,27	0,54	0,955	0,891	87	0,030	3				12,3	1,07	0,04
		ВН	C_2	48	5,1	244	0,27	0,54	0,955	0,891	30	0,029	1				12,3	0,37	0,01
	всего по II блоку		C_1	213	5,4	1160					144		5					1,77	0,06
			C_2	205	4,6	943					117		4					1,44	0,05
Всего в пределах горного отвода			В	823	5,8	4798					594		251					7,31	3,09
			C_1	371	5,0	1858					232		45					2,85	0,55
			$B+C_1$	1194	5,6	6656					826		296					10,16	3,64
			C_2	285	4,2	1183					147		14					1,81	0,17
Всего за пределами горного отвода			C_1	86	8,0	688					86		39					1,06	0,48
			C_2	361	5,8	2086					262		89					3,22	1,1
Итого по VI J_2			В	823	5,8	4798					594		251					7,31	3,09
			C_1	457	5,6	2546					318		84					3,91	1,03
			$B+C_1$	1280	5,7	7344					**912**	0,367	**335**	**115,4**	**796,6**	**219,6**		11,22	4,12
			C_2	646	5,1	3269					409	0,252	103					5,03	1,27
VII J_2 - 1 пл.				**в пределах горного отвода**															
	I а	Н	C_2	9	6,1	55	0,24	0,57	0,968	0,906	7	0,347	2				10	0,07	0,02
		ВН	C_2	4	3,5	14	0,24	0,57	0,968	0,906	2	0,347	1				10	0,02	0,01
	всего по I а блоку		C_2	13	5,3	69					9		3					0,09	0,03
				за пределами горного отвода															
	I а	Н	C_2	77	7,5	578	0,24	0,57	0,968	0,906	69	0,347	24				10	0,69	0,24
		ВН	C_2	10	5,0	50	0,24	0,57	0,968	0,906	6	0,347	2				10	0,06	0,02
	всего по I а блоку		C_2	87	7,2	628					75		26					0,75	0,26
				в пределах горного отвода															
	I б	Н	В	291	7,1	2055	0,24	0,59	0,968	0,906	255	0,513	131				10	2,55	1,31
		ВН	В	10	2,8	28	0,24	0,59	0,968	0,906	3	0,436	1				10	0,03	0,01
		Н	C_1	159	7,7	1217	0,24	0,59	0,968	0,906	151	0,513	77				10	1,51	0,77
		ВН	C_1	43	2,9	126	0,24	0,59	0,968	0,906	16	0,436	7				10	0,16	0,07
		Н	C_2	86	7,5	641	0,24	0,59	0,968	0,906	80	0,385	31				10	0,80	0,31
	всего по I б блоку		В	301	6,9	2083					258		132					2,58	1,32
			C_1	202	6,6	1343					167		84					1,67	0,84
			$B+C_1$	503	6,8	3426					425		216					4,25	2,16
			C_2	86	7,5	641					80		31					0,80	0,31
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_1	39	8,1	314	0,24	0,59	0,968	0,906	39	0,513	20				10	0,39	0,20

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		ВН	C_1	10	5,6	56	0,24	0,59	0,968	0,906	7	0,436	3				10	0,07	0,03
		Н	C_2	359	7,5	2696	0,24	0,59	0,968	0,906	335	0,385	129				10	3,35	1,29
		ВН	C_2	47	7,5	352	0,24	0,59	0,968	0,906	44	0,327	14				10	0,440	0,14
	всего по Iб блоку		C_1	49	7,6	370					46		23					0,46	0,23
			C_2	406	7,5	3048					379		143					3,79	1,43
				в пределах горного отвода															
	I б/	Н	В	201	7,0	1403	0,27	0,57	0,968	0,906	189	0,457	86				10	1,89	0,86
		Н	C_1	32	8,0	256	0,27	0,57	0,968	0,906	35	0,457	16				10	0,35	0,16
		ВН	C_1	65	2,5	163	0,27	0,57	0,968	0,906	22	0,388	9				10	0,22	0,09
		Н	C_2	3	6,7	20	0,27	0,57	0,968	0,906	3	0,343	1				10	0,03	0,01
	всего по I б/ блоку		В	201	7,0	1403					189		86					1,89	0,86
			C_1	97	4,3	419					57		25					0,57	0,25
			$B+C_1$	298	6,1	1822					246		111					2,46	1,11
			C_2	3	6,7	20					3		1					0,03	0,01
	II	Н	В	11	5,9	65	0,26	0,49	0,968	0,906	7	0,076	1				10	0,07	0,01
		ВН	В	14	6,4	89	0,26	0,49	0,968	0,906	10	0,065	1				10	0,10	0,01
		Н	C_1	46	6,2	285	0,26	0,49	0,968	0,906	32	0,076	2				10	0,32	0,02
		ВН	C_1	41	5,1	209	0,26	0,49	0,968	0,906	23	0,065	1				10	0,23	0,01
		Н	C_2	140	6,2	869	0,26	0,49	0,968	0,906	97	0,057	6				10	0,97	0,06
		ВН	C_2	171	4,2	723	0,26	0,49	0,968	0,906	81	0,048	4				10	0,81	0,04
	всего по II блоку		В	25	6,2	154					17		2					0,17	0,02
			C_1	87	5,7	494					55		3					0,55	0,03
			$B+C_1$	112	5,8	648					72		5					0,72	0,05
			C_2	311	5,1	1592					178		10					1,78	0,1
Всего в пределах горного отвода			В	527	6,9	3640					464		220					4,64	2,2
			C_1	386	5,8	2256					279		112					2,79	1,12
			$B+C_1$	913	6,5	5896					743		332					7,43	3,32
			C_2	413	5,6	2322					270		45					2,70	0,45
Всего за пределами горного отвода			C_1	49	7,6	370					46		23					0,46	0,23
			C_2	493	7,5	3676					454		169					4,54	1,69
Итого по VII J_2 - 1пл.			В	527	6,9	3640					464		220					4,64	2,20
			C_1	435	6,0	2626					325		135					3,25	1,35
			$B+C_1$	962	6,5	6266					**789**	0,450	**355**	**120**	**669**	**235**		7,89	3,55
			C_2	906	6,6	5998					724	0,296	214					7,24	2,14
VII J2 – 2 пл.				**в пределах горного отвода**															
	I а	Н	C_1	98	9,7	950	0,29	0,70	0,951	0,831	152	0,491	75				10,1	1,54	0,76
		ВН	C_1	125	3,5	433	0,29	0,70	0,951	0,831	69	0,417	29				10,1	0,70	0,29
		ВН	C_2	4	2,5	10	0,29	0,70	0,951	0,831	2	0,313	1				10,1	0,02	0,01
	всего по I а блоку		C_1	223	6,2	1383					221		104					2,24	1,05
			C_2	4	2,5	10					2		1					0,02	0,01
				за пределами горного отвода															
	I а	Н	C_1	23	9,4	216	0,29	0,70	0,951	0,831	35	0,491	17				10,1	0,35	0,17
		ВН	C_1	0,3	7,7	2,3	0,29	0,70	0,951	0,831	0,4	0,417	0,2				10,1	0,004	0,002
		Н	C_2	141	9,7	1371	0,29	0,70	0,951	0,831	220	0,368	81				10,1	2,22	0,82
		ВН	C_2	105	4,0	425	0,29	0,70	0,951	0,831	68	0,313	21				10,1	0,69	0,21
	всего по I а блоку		C_1	23,3	9,4	218,3					35,4		17,2					0,35	0,17
			C_2	246	7,3	1796					288		102					2,91	1,03
				в пределах горного отвода															
	I б	Н	C_1	63	10,8	679	0,25	0,56	0,951	0,831	75	0,477	36				10,1	0,76	0,36
		ВН	C_1	17	9,2	157	0,25	0,56	0,951	0,831	17	0,405	7				10,1	0,17	0,07
	всего по I б блоку		C_1	80	10,5	836					92		43					0,93	0,43
				за пределами горного отвода															
	I б	Н	C_1	66	11,6	765	0,25	0,56	0,951	0,831	85	0,477	41				10,1	0,86	0,41
		ВН	C_1	7	12,0	84	0,25	0,56	0,951	0,831	9	0,405	4				10,1	0,09	0,04
		Н	C_2	115	10,9	1250	0,25	0,56	0,951	0,831	138	0,358	49				10,1	1,39	0,49

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		ВН	C_2	1,4	12,9	18	0,25	0,56	0,951	0,831	2	0,304	1				10,1	0,02	0,01
	всего по I б блоку		C_1	73	11,6	849					94		45					0,95	0,45
			C_2	116,4	10,9	1268					140		50					1,41	0,5
				в пределах горного отвода															
	I б/	Н	C_2	18	5,5	99	0,29	0,58	0,951	0,831	13	0,304	4				10,1	0,13	0,04
		ВН	C_2	155	4,7	721	0,29	0,58	0,951	0,831	96	0,304	29				10,1	0,97	0,29
	всего по I б/		C_2	173	4,7	820					109		33					1,10	0,33
Всего в пределах горного отвода			C_1	303	7,3	2219					313		147					3,17	1,48
			C_2	173	4,7	820					109		33					1,10	0,33
Всего за пределами горного отвода			C_1	96,3	11,1	1067,3					129,4		62,2					1,30	0,622
			C_2	362	8,5	3064					428		152					4,32	1,53
Итого по VII J_2 - 2 пл.			C_1	399,3	8,2	3286,3					**442,4**	0,473	**209,2**	**130,3**	**312,1**	**78,9**		4,47	2,102
			C_2	535,4	7,3	3884					537	0,345	185					5,42	1,86
VIII J2				**в пределах горного отвода**															
	I б/	Н	C_1	48	16,1	771	0,30	0,52	0,949	0,825	**94**	0,032	**3**	**2,8**	**91,2**	**0,2**	10,1	0,95	0,03
Всего в пределах горного отвода юго-восточного крыла			B								4084		1430,2					33,81	12,51
			C_1								4139		1084					32,33	8,27
			$B+C_1$								8223		2515					66,14	20,78
			C_2								2165		435,6					13,42	2,61
Всего за пределами горного отвода юго-восточного крыла			B								2		1					0,01	0,01
			C_1								370		159					3,81	1,65
			$B+C_1$								372		160					3,82	1,66
			C_2								3303		926					25,66	7,66
Итого по юго-восточному крылу			**B**								**4086**		**1431**					**33,82**	**12,52**
			C_1								**4509**		**1243**					**36,13**	**9,91**
			$B+C_1$								**8595**		**2674**	**1494,7**	**7100,3**	**1179,3**		**69,95**	**22,44**
			C_2								**5468**		**1362**					**39,08**	**10,28**
Всего в пределах горного отвода месторождения			B								13913		6527,2					190,95	93,98
			C_1								4570		1245					38,66	10,52
			$B+C_1$								18483		7773					229,61	104,51
			C_2								2543		573					16,72	3,83
Всего за пределами горного отвода месторождения			B								43		19					0,66	0,04
			C_1								420		185					4,60	2,06
			$B+C_1$								463		204					5,26	2,10
			C_2								3717		1085					31,26	9,83
Итого по месторождению в пределах горного отвода и за его пределами			**B**								**13956**		**6546**					**191,61**	**94,02**
			C_1								**4990**		**1430**					**43,25**	**12,58**
			$B+C_1$								**18946**		**7976**					**234,86**	**106,60**
			C_2								**6260**		**1658**					**47,98**	**13,67**
Итого по грабену в пределах горного отвода			**C_1**								**142**		**68**					**2,27**	**1,09**
			C_2								**126**		**48**					**2,01**	**0,76**
Итого по месторождению			**B**								**13956**		**6546**					**191,61**	**94,02**
			C_1								**5132**		**1498**					**45,52**	**13,67**
			$B+C_1$								**19088**		**8044**	**5058,6**	**14029,4**	**2985,4**		**237,13**	**107,69**
			C_2								**6386**		**1706**					**49,99**	**14,43**

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

В целом месторождение в промышленной разработке находится с 1987г согласно «Технологической схеме разработки…» (1986г). В 2022г был составлен «Проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» с выделением четырех эксплуатационных объектов:

I объект – II (I+II пл.) + III альбские горизонты Ю-В. Крыла;

II объект –II и III среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;

III объект – IV, V, VI, VII и VIII среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;

IV объект – VII (I+IIпл.), VIII и IX среднеюрские+III альбский горизонт С-З. крыла.

В настоящее время месторождение разрабатывается согласно показателям рассчитанных в рамках «Анализа разработки месторождения...» (АР-2024г), утвержденный ЦКРР РК МЭ РК (Протокол №57/5 от 21-22.11.2024г) на период 2025-2026гг.

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

На месторождении с целью уточнения данных о гидродинамических свойствах разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования проводились комплекс гидродинамических исследований, включающие:

- Снятие кривой восстановления уровня (КВУ);
- Снятие кривой восстановления давления (КВД);
- Снятие кривой падения давления (КПД);
- Исследование методом установившихся отборов (МУО).

Полученные данные интерпретировались с помощью таких специализированных программных продуктов, как «PanSystem» и «Saphir».

За 2024-2025гг всего было проведено 11 исследовании КПД в 11 скважинах (№№15, 114, 124, 128, 129, 135, 166, 171, 173, 178, 437), 13 исследований МУО в 10 скважинах (№№136, 419, 420, 422, 435, 440, 446, 448, 451, 465) и 4 исследований КВД в 4 скважинах (№№13, 120, 443, 450). С начала разработки проведено 171 гидродинамических исследований, из них 51 исследований методами установившихся отборов (МУО), 83 на неустановившимся режиме КВУ, 30 КПД и 7 исследований КВД.

Количество проведенных исследований по объектам с начала разработки представлено в таблице 3.1.2, за отчетный период в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Распределение видов исследования по объектам за 2024-2025гг.

Объект	Всего		Вид исследований					
			КПД		МУО		КВД	
	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.
I	4	4	3	3	-	-	1	1
II	2	2	2	2	-	-	-	-
III	7	8	2	2	3	4	2	2
IV	12	14	4	4	7	9	1	1
Всего	**25**	**28**	**11**	**11**	**10**	**13**	**4**	**4**

Таблица 3.1.2 – Распределение видов исследования по объектам с начала разработки

Объект	Всего		Вид исследований							
			КВУ		КПД		МУО		КВД	
	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	иссл.	скв.	скв.
I	28	38	15	21	9	9	7	7	1	1
II	24	33	14	18	5	7	7	7	1	1
III	24	34	11	14	6	6	9	12	2	2
IV	44	66	26	30	8	8	22	25	3	3
Всего	**120**	**171**	**64**	**83**	**18**	**30**	**40**	**51**	**4**	**7**

Результаты гидродинамических исследований по объектам представлено в таблице 3.1.3.

I объект. К данному объекту приурочены альбские горизонты Юго-Восточного крыла. На данном объекте проведены 34 кандиционных гидродинамических исследований, из них 21 исследований КВУ, 6 исследований МУО и 6 исследований КПД. По результатам проведенных исследований в целом по данному объекту среднее значение проницаемости в районах добывающих скважин составило $269,8*10^{-3}$ мкм^2, при интервале изменения $0,5*3006,1^{-3}$ мкм^2. Такой широкий интервал изменения проницаемости указывает на определенную неоднородность свойств пластов. Значения коэффициента продуктивности скважин изменяется в интервале от 0,37 до 48,754 м^3/(сут*МПа), составляя в среднем 22,36 м^3/(сут*МПа), среднее значение гидропроводности на уровне $832,19*10^{-12}$ м^3/Па*с, а значение пъезопроводности составило 0,389 м^2/с.

II объект. Ко II объекту приурочены II, III среднеюрские горизонты Юго-Восточного крыла. Фильтрационные параметры определены по результатам 18 исследований КВУ (по скв. №№2, 14, 112, 113, 115, 135, 162, 163, 164, 165, 168, 170, 177, 181) и 7 исследования МУО (по скв. №№115, 165, 167, 169, 181, 450), 5 КПД (по скв. №№135, 166) и 1 исследование КВД. По данному объекту значение продуктивности по нефти изменяется в интервале 0,9-87,84 м^3/(сут*МПа), составляя в среднем 18,96 м^3/(сут*МПа). Рассчитанные значения проницаемости по скважинам варьируются в диапазонах от 1,36 до $2092,5*10^{-3}$ мкм^2, составляя в среднем $512,4*10^{-3}$ мкм^2.

III объект. К III объекту приурочены IV, V, VI, VII и VIII среднеюрские горизонты Юго-Восточного крыла. На данном объекте проведено 29 гидродинамических исследований, из них 14 исследований КВУ, 11 исследований МУО, 4 исследований КПД.

В целом по объекту среднее значение проницаемости составляет 370,17*10^{-3} мкм^2, диапазон изменяется от 1,37 до 2098,2*10^{-3} мкм^2. По результатам проведенных исследований выявлено что северные и западные части залежи характеризуется хорошими фильтрационными свойствами. Коэффициент продуктивности по нефти колеблется в пределах 0,28-87,84 м^3/(сут*МПа), составляя в среднем 17,66 м^3/(сут*МПа).

IV объект. К данному объекту приурочены VII (I+IIпл.), VIII, IX среднеюрские горизонты и III альбский горизонт Северо-Западного крыла. На данном объекте проведено 53 гидродинамических исследований, из них 30 исследований КВУ, 18 исследований МУО, 5 КПД и 3 исследований КВД. В целом по объекту среднее значение проницаемости составляет 279,3*10^{-3} мкм^2, при этом интервал изменяется от 2,8 до 3006,1*10^{-3} мкм^2. Широкий интервал изменения проницаемости указывает на определенную неоднородность свойств пластов. Относительно хорошими фильтрационными свойствами обладает район скважины №408, расположенное центральной части залежи. Минимальное значение проницаемости получено по скважине №192. Среднее значение коэффициента продуктивности составило 32,19 м^3/(сут*МПа).

Таблица 3.1.3 – Результаты гидродинамических исследований скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал измен-я	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	18	25	0,37-48,8	20,6
Гидропроводность, 10^{-3} мкм^2*м/(мПа*с)	12	15	16-1644,75	832,19
Пьезопроводность, м^2/с	15	25	0,001-1,334	0,411
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	17	30	0,5-3006,1	275,1
II объект				
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	17	22	0,9-87,84	18,96
Гидропроводность, 10^{-3} мкм^2*м/(мПа*с)	7	8	11-540	112,6
Пьезопроводность, м^2/с	14	20	0,04-130	0,44
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	15	25	1,36-2092,5	492,2
III объект				
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	9	15	0,28-87,84	17,66
Гидропроводность, 10^{-3} мкм^2*м/(мПа*с)	5	7	6,1-2065,87	1047,42
Пьезопроводность, м^2/с	9	13	0,08-1,02	0,72
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	11	20	1,37-2098,2	330,4
IV объект				
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	28	32	0,15-186,53	32,19
Гидропроводность, 10^{-3} мкм^2*м/(мПа*с)	13	14	10-1060	264,47
Пьезопроводность, м^2/с	21	25	0,006-7,9	0,88
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	28	37	2,8-3006,1	272,0

Пластовое давление в зонах отбора и закачки

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

В процессе реализации АР-2024г было проведено 216 замеров статического уровня по 62 скважинам и 3742 замеров динамического уровня по 127 скважинам. Также стоит

отметить, что за 2022г по 10 нагнетательным скважинам были проведены 10 прямых замеры пластового и по 15 нагнетательным скважинам были проведены 21 замеров забойного давления.

Пластовые и забойные давления при пересчете статических и динамических уровней были приведены на отметку ВНК.

Расчет производится следующим образом:

$Рприв=Рзам+ 0,1*ρж*(Нприв–Нзам)$ (1)

где, $ρж= ρв*W/100\% + ρн*(1-W/100\%)$ – плотность жидкости, г/см^3 (2)

ρв – плотность воды, г/см^3, ρн – плотность нефти, г/см^3

W – обводненность продукции, %.

При определении пластового давления погрешности допускаются при учете плотности жидкости. Как видно из второй формулы, 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 использовать для обобщенного анализа.

Значения начальных и текущих пластовых давлений по объектам приведены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 - Распределение начального и текущего пластового давления по объектам

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Давление насыщение, МПа	Забойное давление, МПа	Снижение от начального, МПа
I	4,8	4,5	1,5	2,4	0,3
II	7,15	5,2	2,8	2,8	1,95
III	6,2	4,9	1,8	3,3	1,3
IV	6,0	4,8	2,6	3,6	1,2

В дальнейшем необходимо продолжать замеры пластового давления в скважинах в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

I объект

В начальной стадии разработки по данному объекту пластовое давление изменялось в интервале от 3,6 до 5,9 МПа, составляя в среднем 4,8 МПа. Давление насыщение принято на уровне 1,5 МПа.

На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта числится 26 добывающие и 4 нагнетательные скважины. Текущее пластовое давление изменяется от 4,2 до 5,7 МПа, составляя в среднем 4,5 МПа. За период разработки пластовое давление снизилось в среднем на 0,3 МПа от начального. На рисунке 5.4.1 представлено динамика изменения пластовых и забойных давлений, добычи жидкости и компенсации отборов. Из

рисунка можно увидеть с начала 2018г наблюдается заметное повышение пластового давления, что является положительным эффектом системы заводнения. На отчетную дату добывающие скважины работают с забойным давлением в среднем 2,4 МПа.

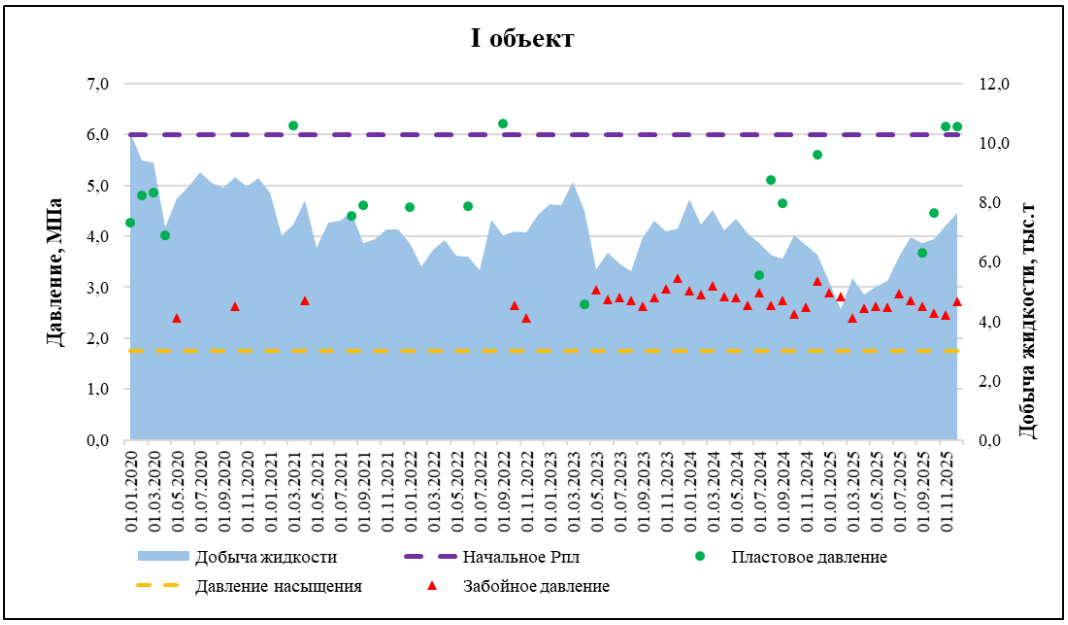


Рис. 5.4.1. - Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по I объекту

II объект

В период опробование начальное пластовое давление было определено по трем скважинам (№№2, 6, 11), значение которого составляло в среднем 7,15 МПа. Давление насыщения принято на уровне 2,81 МПа.

На дату составления отчета в эксплуатационном фонде данного объекта числится 8 добывающих и 3 нагнетательных скважин. Текущее пластовое давление составило 5,2 МПа. Как видно из рисунка 5.4.2, в котором представлена динамика изменения пластовых и забойных давлений, добычи жидкости и компенсации отборов, по объекту наблюдается увеличение пластового давления. За период разработки пластовое давление снизилось в среднем на 1,95 МПа от начального. Забойное давление добывающих скважин на отчетную дату изменяется от 2,4 до 3,1 МПа, и в среднем составляя 2,8 МПа.

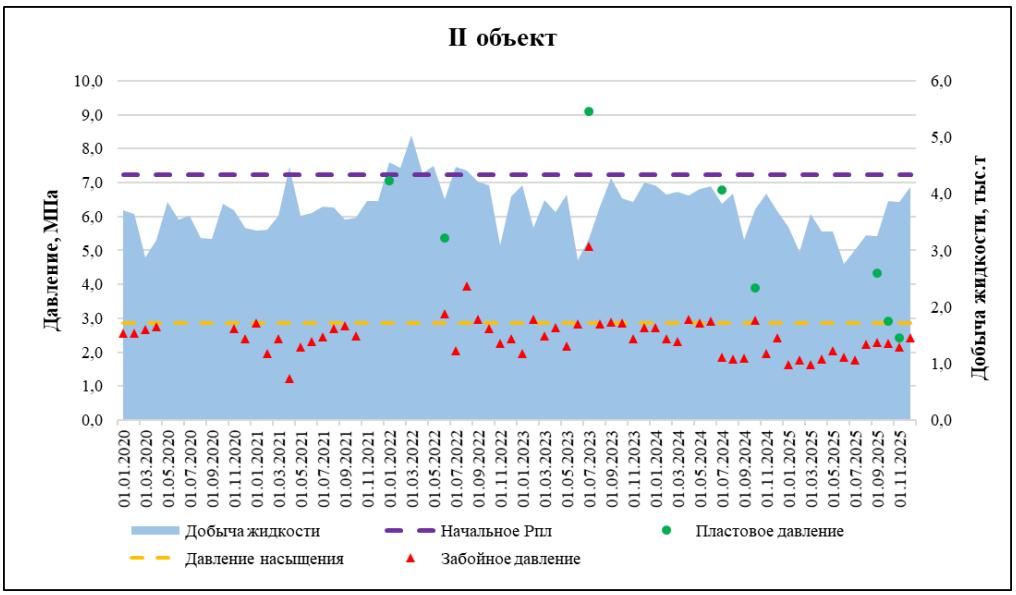


Рис. 5.4.2. - Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по II объекту

III объект

По данному объекту значение начального пластового давления, приведенное к середине интервала пласта, изменялось в интервале от 2,7 до 7,1 МПа и в среднем составило 4,9 МПа. Давление насыщения принято на уровне 1,8 МПа. Данный объект разрабатывается 25 добывающими и 3 нагнетательными скважинами, из них по 4 добывающим скважинам за последний год, определено текущее пластовое давление. Динамика изменения пластовых и забойных давлений представлено на рисунке 5.4.3. Из рисунка видно восстановление пластового давления. Забойное давление добывающих скважин в среднем составляет 3,3 МПа.

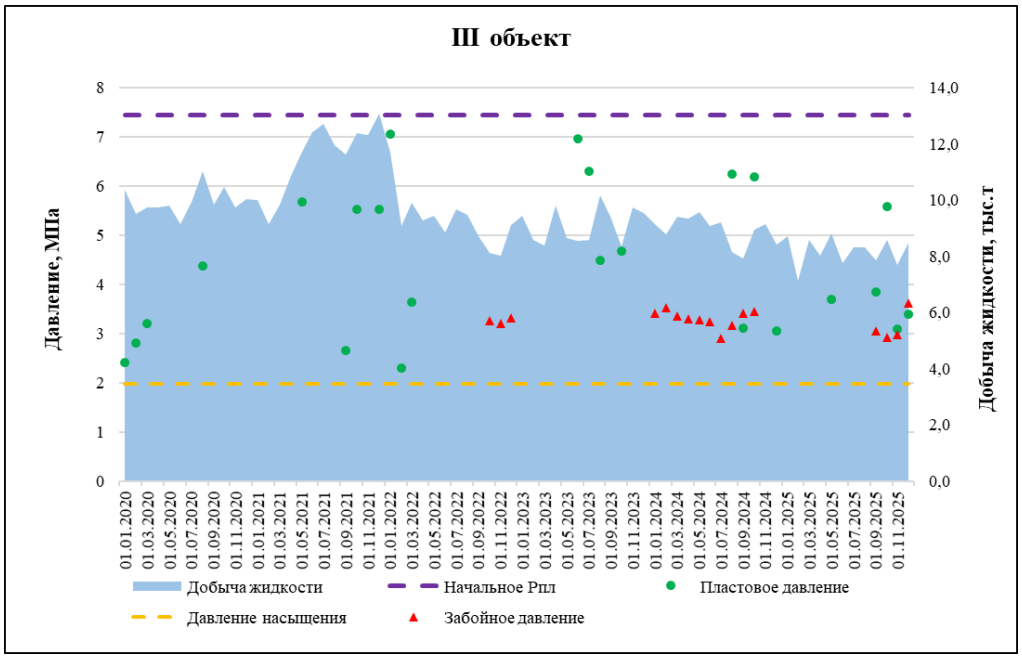


Рис. 5.4.3. - Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по III объекту

IV объект

В начальной стадии разработки по данному объекту пластовое давление составляло в среднем 6 МПа. Давление насыщения принято на уровне 2,6 МПа. Данный объект разрабатывается 65 добывающими и 9 нагнетательными скважинами. Текущее пластовое давление изменяется в интервале от 4,2 до 5,0 МПа, составляя в среднем 4,8 МПа, по сравнению с начальным пластовым давлением ниже на 2,1 МПа. Забойное давление добывающих скважин за последний месяц изменяется от 3,4 до 3,8 МПа, составляя в среднем 3,6 МПа.

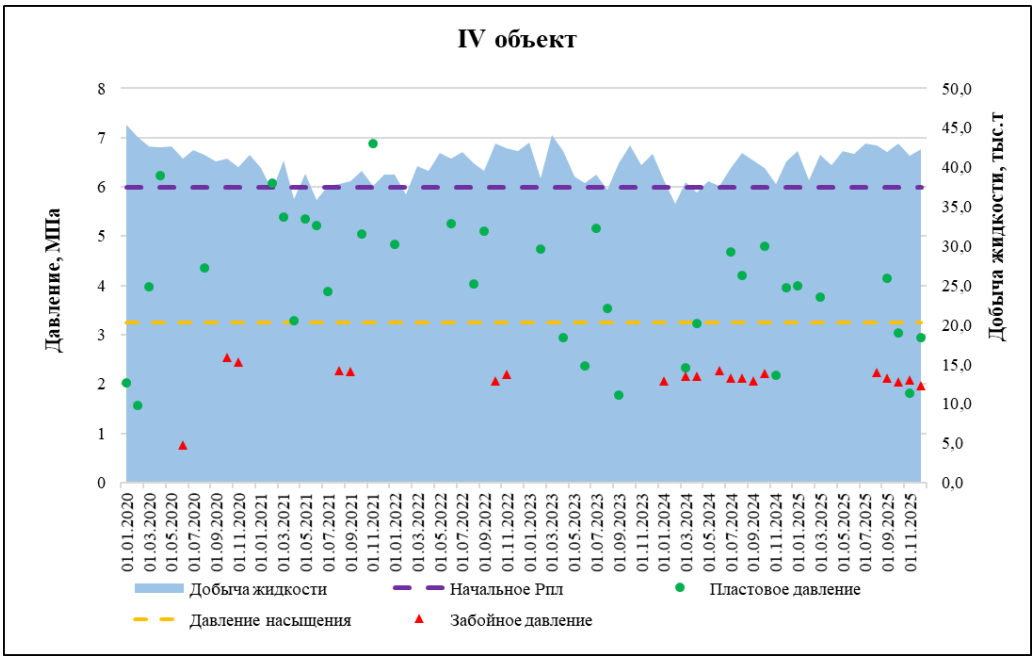


Рис.5.4.4. - Динамика изменения пластовых и забойных давлений, и добычи жидкости по IV объекту

Исходя из проведенного анализа, можно сделать следующие выводы:

- В целом за период с начала реализации проекта значительного снижения пластового давления по всем объектам не наблюдается, однако наблюдается работа скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения по II и IV объектам, в связи с этим в рамках настоящего проекта рассмотрены работы по оптимизации работ существующих нагнетательных скважин, также предложены скважины для перевода под закачку с целью оптимизации системы ППД;

- Однако, 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, 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;

- Необходимо проводить разовые прямые замеры пластового и забойного давления или же ГДИС КВД по всем переходящим скважинам при проведении в них ГТМ, а также в новых пробуренных скважинах.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

Характеристика фонда скважин и их распределение по всем объектам разработки на 01.01.2026г представлены в таблице 3.2.1.

По состоянию на 01.01.2026г весь пробуренный фонд составил 182 скважин. В эксплуатационном фонде действующих добывающих скважин находятся 111 ед., в том числе 2 скважины находятся в простое, а 3 скважины в бездействии. Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом (ШГН, УШВН). Также в консервации находятся три скважины №№127, 500 и 501.

В нагнетательном фонде числятся 21 скважина, из которых 1 скважина в бездействии. Фонд ликвидированных скважин составляет 28 ед., в том числе по геологическим причинам 27 скважин и по техническим 1 скважина. В наблюдательном фонде числятся 8 скважин, а в водозаборном 8 ед.

Характеристика фонда скважин месторождения Камышитовое Юго-Восточное по состоянию на 01.01.2026г представлена в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1. Ниже описана характеристика фонда скважин по объектам.

В ***I объекте*** на дату составления проекта в действующем добывающем фонде находятся 20 ед., в том числе 1 скважина находится в простое (№5), а 1 скважина в бездействии (№181), 1 скважина из вышесказанного общего добывающего фонда эксплуатируется совместно со II и III объектами разработки (№467) и 5 скважин эксплуатируются совместно с III объектом разработки (№№1, 151, 170, 174, 432). В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числятся 4 ед. (№№4, 15, 171, 178), в том числе №168 работает совместно с II объектом и №177 работает совместно с III объектом. Фонд наблюдательных скважин составляет 5 ед. (№№Н-1, Н-2, 10, 14, 153).

По состоянию на 01.01.2026г в добывающем фонде ***II объекте*** находятся 7 скважин (№№112, 162, 165, 169, 455, 463, 467) все скважины из которых в действующем фонде. Скважины эксплуатируются механизированным способом (ШГН). 1 скважина (№467) разрабатывается совместно с I и III объектами разработки и 3 скважины (№№455, 463, 464) с III объектом разработки. Фонд нагнетательных скважин составил 4 ед. (№№11, 135, 166, 168), в том числе №168 работает совместно с I объектом.

В целом по ***III объекту*** расположено 22 скважин. В добывающем фонде 19 скважин, в том числе 1 скважина находится в простое (№176), и 9 скважин работают совместно с I и II объектами разработки (№№1, 151, 170, 174, 432, 455, 463, 464, 467). Фонд нагнетательных

скважин составил 3 ед. (№№114, 173, 177), в том числе скважина №177 работает совместно с I объектом.

IV объект единственный который работает на Северо-Западном крыле. На дату составления проекта фонд пробуренных скважин по объекту составляет 80 ед. В добывающем фонде находятся 67 ед., из которых скважины №21 и №201 находятся в бездействии. В действующем фонде нагнетательных скважин числятся 9 скважин (№№ 8, 121, 122, 124, 128, 129, 192, 423, 437) и 1 скважина находится в бездействии (№7). Фонд наблюдательных скважин составляет 3 ед. (№№130, 133, 185).

В таблице 3.2.1 приводятся сведения по вводу скважин в эксплуатацию из бурения по объектам разработки. За период 01.07.2024г-01.01.2026гг были пробурены и введены в эксплуатацию новые скважины на IV объект разработки Северо-Западного крыла, а также в совместную эксплуатацию на I, II, III объекты разработки Юго-Восточного крыла.

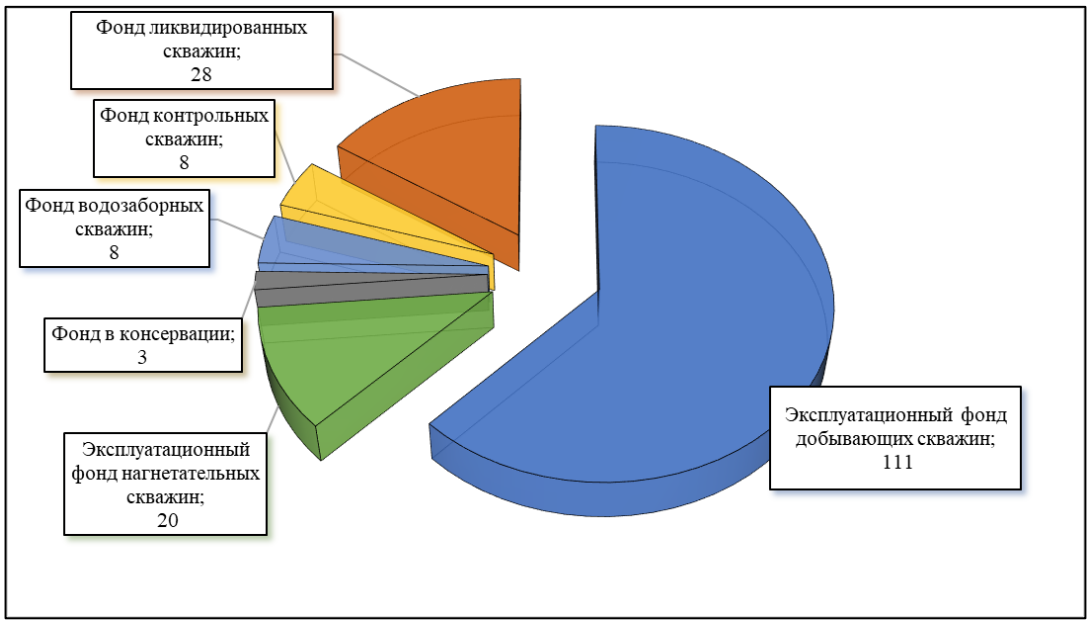


Рис. 3.2.1- Характеристика фонда скважин в целом по месторождению

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г.

№№ п/п	Фонд	Категория	Объекты				Всего
			I объект	II объект	III объект	IV объект	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	*в т.ч. действующих*	2, 6, 13, 16, 110, 115, 123, 150, 155, 156, 161, 163, 167, 170, 172, 175, 416, 441, 457	112, 162, 165, 169, 455, 463, 467	1, 111, 151, 164, 174, 179, 426, 430, 432, 442, 443, 444, 446, 448, 450, 451, 462, 464	3, 18, 22, 120, 131, 136, 137, 183, 184, 186, 187, 189, 191, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 200, 202, 204а, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 408, 409, 412, 419, 420, 421, 422, 424, 425, 427, 428, 429, 431, 433, 434, 435, 436, 439, 440, 445, 447, 449, 452, 453, 454, 456, 458, 460, 461, 465, 466, 468, 469, 471, 472, 473, 474	**109**
2		*в простое*	5	-	176	-	**2**
3		*в бездействии*	181	-	-	21, 201	**3**
4		**Всего**	**21**	**7**	**19**	**67**	**114**
5	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	*в т.ч. действующих*	4, 15, 171, 178	11, 135, 166, 168	114, 173, 177	8, 121, 122, 124, 128, 129, 192, 423, 437	**20**
6		*в бездействии*	-	-	-	7	**1**
7		**Всего**	**4**	**4**	**3**	**10**	**21**
8	Фонд в консервации	*добывающих*	500, 501, 127				**3**
9		**Всего**	**3**				
10	Фонд водозаборных скважин	*в испытании*	-	-	-	-	**0**
			В-1, В-6, В-7, В-8, В-3003, В-3004, В-3005, В-3011				**8**
11		**Всего**	**8**				**8**
12	Фонд контрольных скважин	*в т.ч. действующих*	10, 14, 153, Н-1, Н-2	-	-	130, 133, 185	**8**
13		*в простое*	-	-	-	-	**0**
14		*в бездействии*	-	-	-	-	**0**
15		**Всего**	**5**	**0**	**0**	**3**	**8**
16	Фонд ликвидированных скважин	*по геологическим причинам*	9, 12, 17, 19, 20, 113, 117, 119, 125, 132, 134, 152, 154, 160, 180, 182, 188, 190, 199, 203, В-2, В-3, В-4, В-5, В-9, В-2003, В-2005				**27**
17		*по техническим причинам*	204				**1**
18		**Всего**	**28**				
19	Итого пробуренный фонд		**182**				

Анализ показателей эксплуатации новых пробуренных скважин

Таблица 3.2.2 – Показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных за период 01.07.2024-01.01.2026гг.

№ скв.	Объект	Дата ввода	Способ эксплуатации		Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %	
			При вводе	Текущий*	Начальный	Текущий*	Начальный	Текущий*
467	I+II+III	01.09.2024	ШГН	ШГН	3,2	1,2	66,7	41,92
472	IV	01.03.2025	ШГН	ШГН	12,3	2,4	28,4	95,1
473	IV	01.10.2024	ШГН	ШГН	19,1	6,4	4,8	90,2
474	IV	01.04.2025	ШГН	ШГН	7,3	7,8	13,2	12,9

** - текущая дата отчета 01.01.2026г*

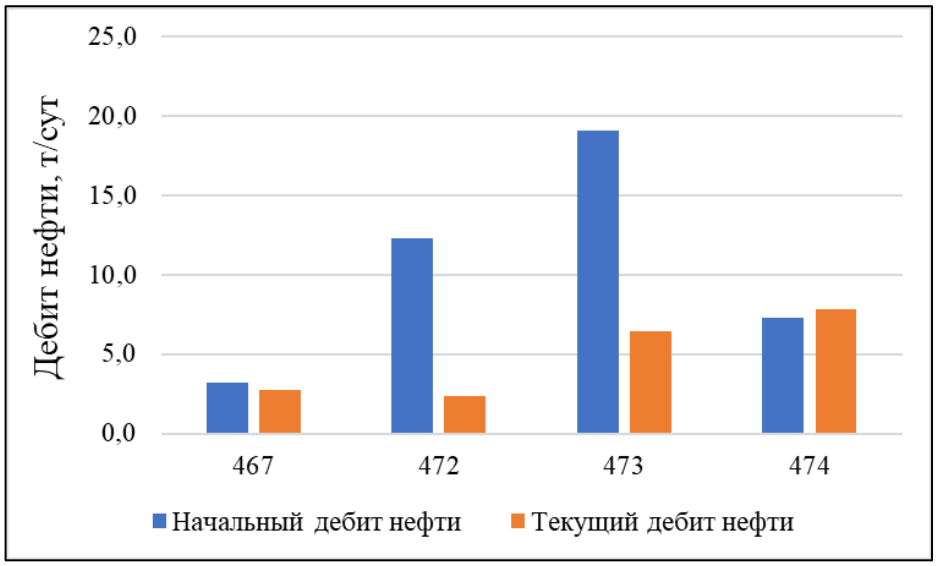


Рис. 3.2.2 – Сопоставление начальных и текущих параметров дебитов нефти в новых скважинах

Новые скважины были пробурены на IV объект разработки, а также в совместную эксплуатацию на I, II, III объекты разработки. Как видно из таблицы 3.2.2 и из рисунка 3.2.2, дебиты нефти имеют характер снижения, за исключением скважины №474, дебит которой незначительно увеличился на 0,5%.

Скважина №467 вскрывает горизонт J2-3 Северо-Западного крыла и на текущую дату работает на ALB_2, J2-3 и J2-IV одновременно. Скважина была пробурена в сентябре 2024г. Минимальный дебит зарегистрирован в январе 2025г и составил 0,63 т/сут при обводненности 43,5%. На дату отчёта 01.01.2026г дебит нефти равнялся 1,24 т/сут при обводненности 41,92%. Обводненность за учетный период носит переменный характер: наблюдаются чередующиеся повышения и понижения. В целом наблюдается обратная зависимость: периоды роста обводненности, как правило, сопровождаются снижением дебита нефти, и наоборот. Исключением стал текущий год, в котором на фоне роста обводненности зафиксировано увеличение дебита нефти, что указывает на неоднородность притока и необходимость дальнейшего мониторинга и анализа.

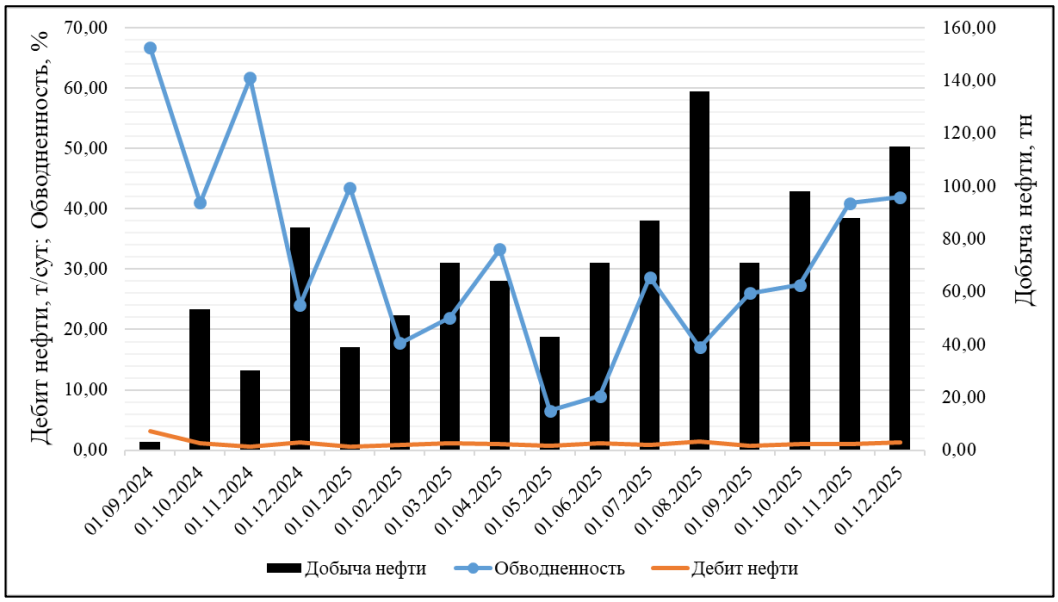


Рис. 3.2.3 – Динамика основных показателей разработки скважины №467

Скважина №472 начала свою работу с относительно хорошим показателем по дебиту нефти, который составил 12,3 т/сут и со средним значением обводненности в 28,4% (горизонт J2-7). В скважине наблюдается стремительный рост воды, так спустя 9 месяцев работ обводненность достигла отметки 95%,. Со второго месяца наблюдается снижение дебита нефти до 5,83 т/сут, что значительно ниже начального значения, а также увеличение обводненности до 75%. Таким образом, к концу года дебит снизился до 2,4 т/сут.

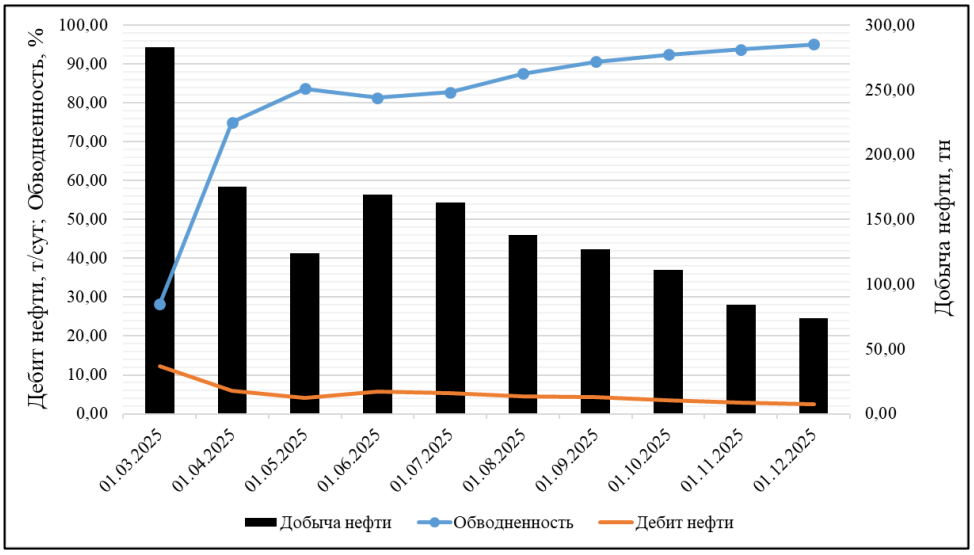


Рис. 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки скважины №472

Скважина №473 вступила в работу с относительно хорошим значением по дебиту нефти, который составил 19,1 т/сут, с низким значением обводненности в 4,8%. Далее скважина работает стабильно с добычей в пределах 300 т. Начальная обводненность составила 4,8% и далее увеличилась до 90,2% (рис. 3.2.5). Скважина расположена на горизонте J2-7 пл. На дату отчёта 01.01.2026г дебит нефти равнялся 6,4 т/сут при обводненности 90,2%.

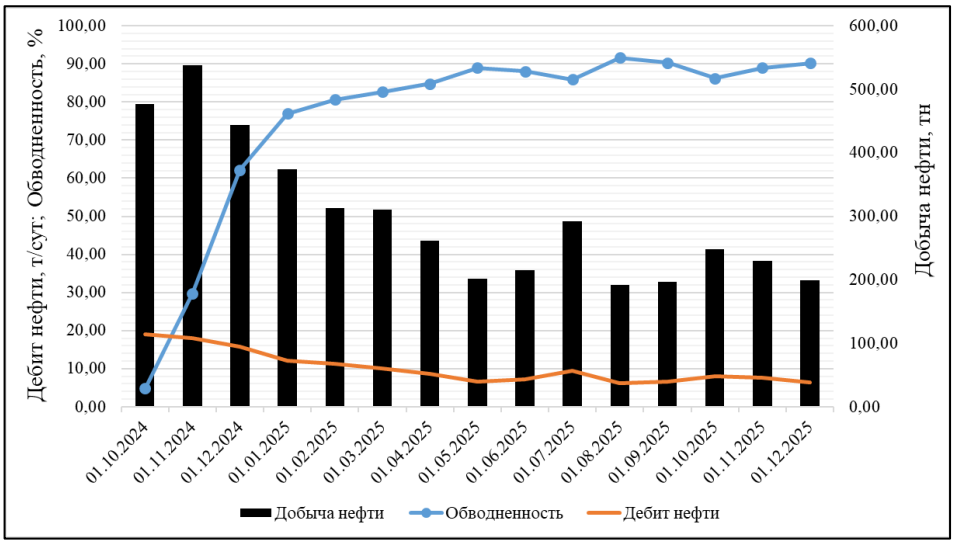


Рис. 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки скважины №473

Скважина №474 также вступила с низким значением по дебиту нефти, который составил 7,3 т/сут и с обводненностью 13,2%. Далее скважина работает стабильно с добычей в пределах 235 т, так на дату отчета дебит составил 7,81 т/сут при обводненности 12,95%. В течение рассматриваемого периода дебит нефти сохраняется на стабильном уровне. Обводненность продукции после снижения в середине периода показатель вновь увеличивается, оставаясь в допустимых пределах. В целом показатели скважины №474 можно оценить как стабильные.

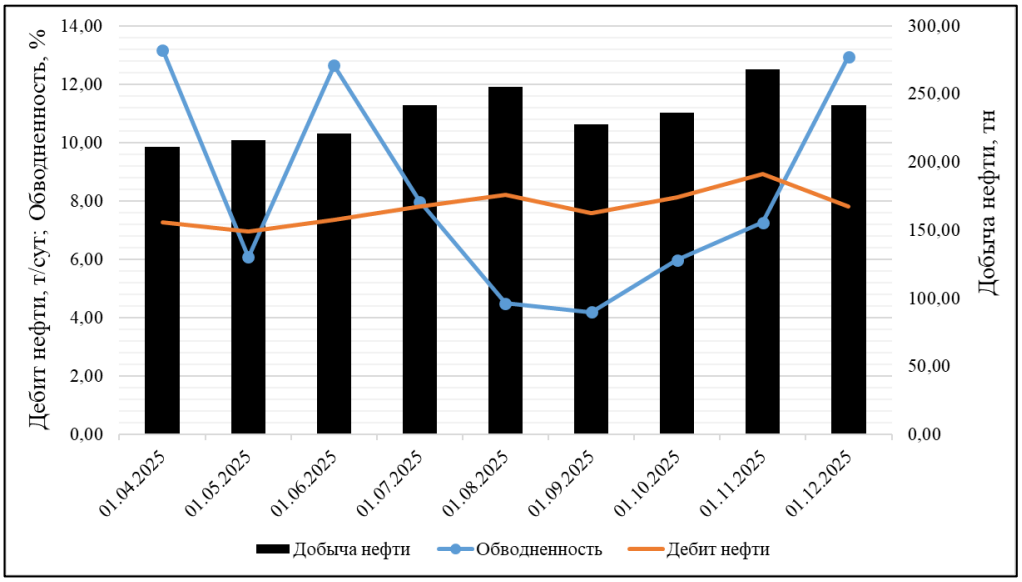


Рис. 3.2.6 – Динамика основных показателей разработки скважины №474

Анализ эксплуатации действующего фонда скважин

Также анализ показателей эксплуатации скважин позволил условно распределить добывающие скважины месторождения по дебитам нефти и обводненности на несколько групп.

На рисунках 3.2.7-3.2.8 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин I объекта за период 01.01.2024-01.01.2026гг.

На конец 2025 года по I объекту наибольшее число скважин работали с дебитом нефти менее чем 1 т/сут и с обводненностью преимущественно более чем 30%. На дату отчета с такими значениями по дебиту нефти и обводненностью работают 50% и 30% скважин от общего фонда действующих скважин соответсвенно. С дебитом нефти в диапазоне 1-5 т/сут 9 ед. (45%), 5-10 т/сут 1 ед. (5%). Также на дату отчета с обводненностью меньше чем 30% - 3 ед. (15%), а в диапазоне 50-80% работают 2 скважины (10%), в диапазоне 80-95% работают 5 скважин (25%), с обводненностью преимущественно более чем 95% работают 4 скважины (20%). По динамике на рисунке 3.2.7 наблюдается увеличение относительно низкодебитных скважин, на фоне увеличения обводненности скважин.

В целом по I объекту среднегодовые значения по дебиту нефти и обводненности на дату отчета составляют 1,54 т/сут и 79,8% соответственно.

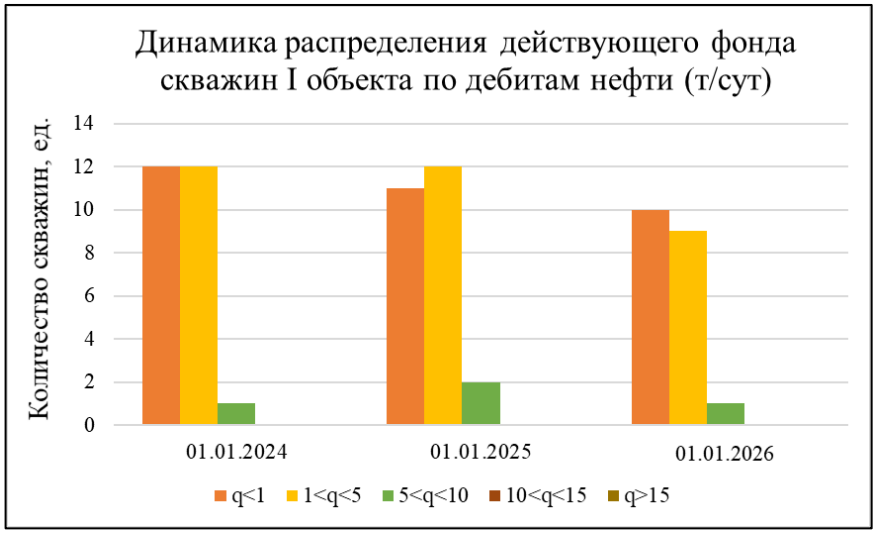


Рис. 3.2.7 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин I объекта

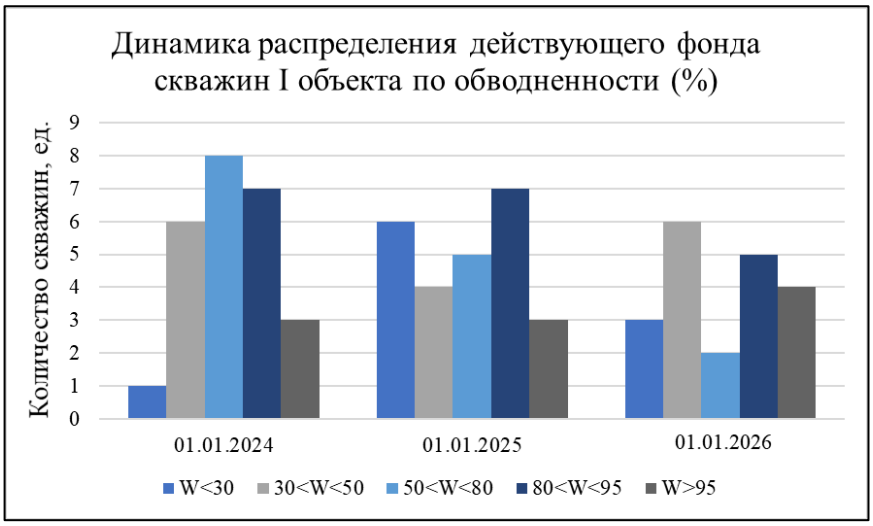


Рис. 3.2.8 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин I объекта

На рисунках 3.2.9-3.2.10 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин II объекта за период 01.01.2024-01.01.2026гг. По динамике на рисунке 3.2.9 видно, что по II объекту на дату распределение действующего фонда скважин по дебиту нефти характеризуется равномерной структурой: в диапазоне дебитов менее 1 т/сут, 5-10 т/сут, 10-15 т/сут работает по 1 скважине (14%). А в диапазоне 1-5 т/сут работают 4 скважины (57%). На 01.01.2026г с обводненностью в диапазоне 30-50% работали 2 ед. (29%) от общего фонда действующих скважин, далее на дату отчета картина меняется в сторону повышения показателей и скважин с обводненностью в диапазоне 50-80% работали 3 ед. (43%) и в диапазоне 80-95% работали 2 ед. (29%).

В целом по II объекту среднегодовые значения по дебиту нефти и обводненности на дату отчета составляют 3,38 т/сут и 74,3% соответственно.

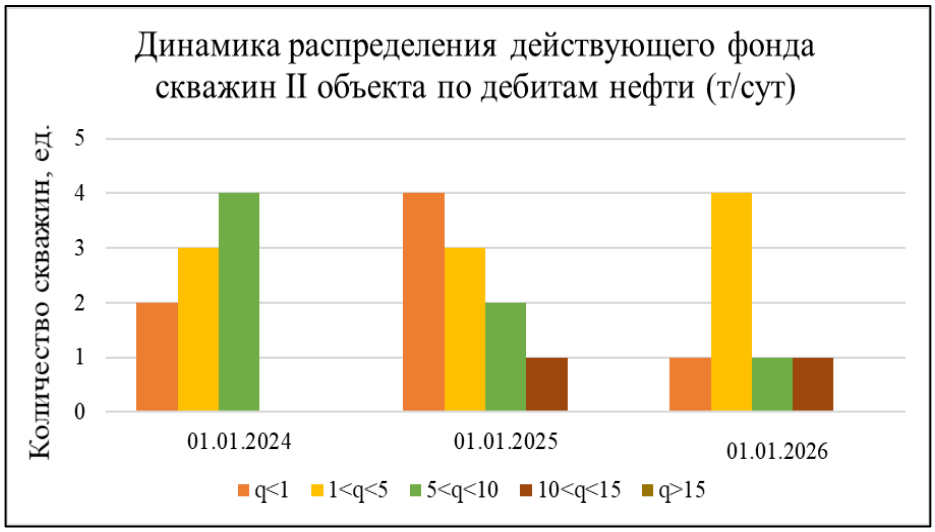


Рис. 3.2.9 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин II объекта

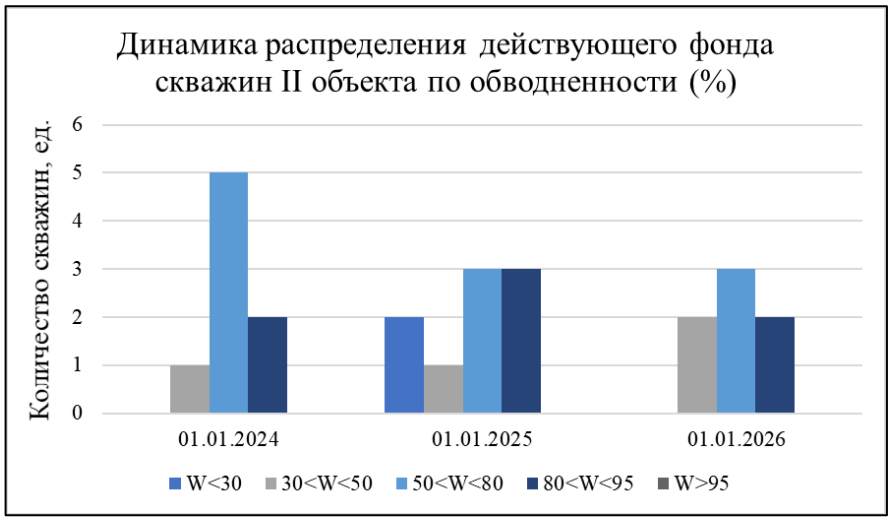


Рис. 3.2.10 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин II объекта

На рисунках 3.2.11-3.2.12 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин III объекта за период 01.01.2024-01.01.2026гг.

На конец 2025 года по III объекту наибольшее число скважин работали с дебитом нефти менее чем 1 т/сут (53%). На дату отчета количество скважин, работающие обводненностью меньше 30% 3 ед. (16%), а по 4 ед. работают с обводненностью в диапазонах 30-50% и 50-80% (21%), 6 ед. работают в диапазоне 80-95% (32%) и 2 ед. более чем 95% (11%). По динамике, представленной на рисунке 3.2.11, видно, что количество высокодебитных скважин идут на уменьшение, таким образом количество скважин, работающих в диапазоне 1-5 т/сут, составляет 5 ед. (26%), в диапазоне 5-10 т/сут составляет 4 ед. (21%).

Аналогичная картина строится и по III объекту разработки, где среднегодовые значения по дебиту нефти и обводненности на дату отчета составляют 2,45 т/сут и 79% соответственно.

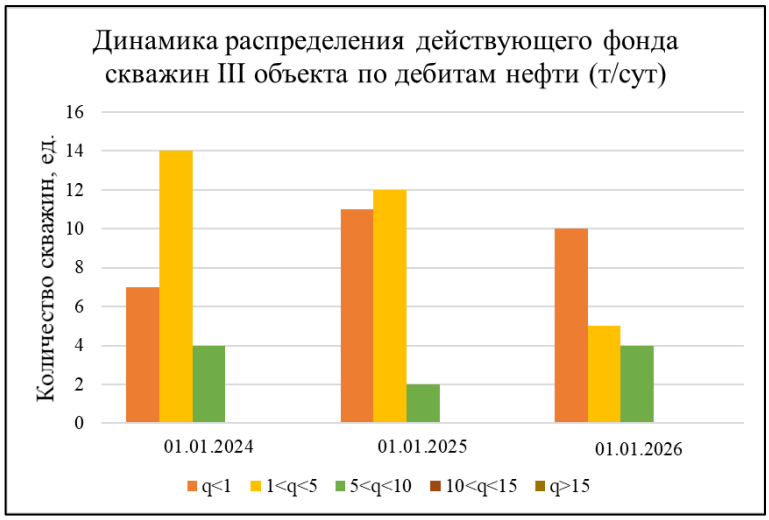


Рис. 3.2.11 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин III объекта

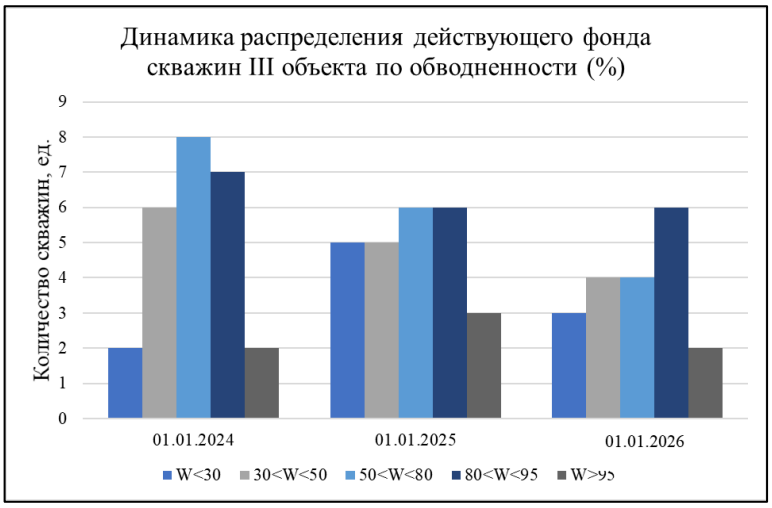


Рис. 3.2.12 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин III объекта

На рисунках 3.2.13-3.2.14 представлены динамики распределения дебита нефти и обводненности действующего фонда скважин IV объекта за период 01.01.2024-01.01.2026гг.

IV объект разработки является единственным объектом Северо-Западного крыла. На объекте преимущественно работают скважины с среднегодовым значением дебита по нефти в диапазоне 1-5 т/сут. Также наблюдаются стабильно работающие скважины с высокими значениями по дебиту нефти в диапазоне более чем 5 т/сут. Так на дату отчета скважины работающие с среднегодовым дебитом нефти менее чем одну тонну составляет 15 ед., что является 23% от общего фонда действующих скважин, в диапазоне 1-5 т/сут - 33 ед. (51%), в диапазоне 5-15 т/сут - 14 ед. (21%) и в диапазоне более чем 15 т/сут - 3 ед. (5%). Учитывая, что на объект приходится относительно наибольшее количество высокодебитных скважин, на объекте также имеется аналогичная проблема с ростом обводненности. Так на дату отчета с обводненностью в диапазоне 30-50% работают 13 скважин (20%), в диапазоне 50-80% - 8 ед. (12%), в диапазоне 80-95% - 20 ед. (31%), а более чем 95% - 10 ед. (15%). С наименьшими показателями обводненности со значениями менее чем 30% работают 14 скважин (22%).

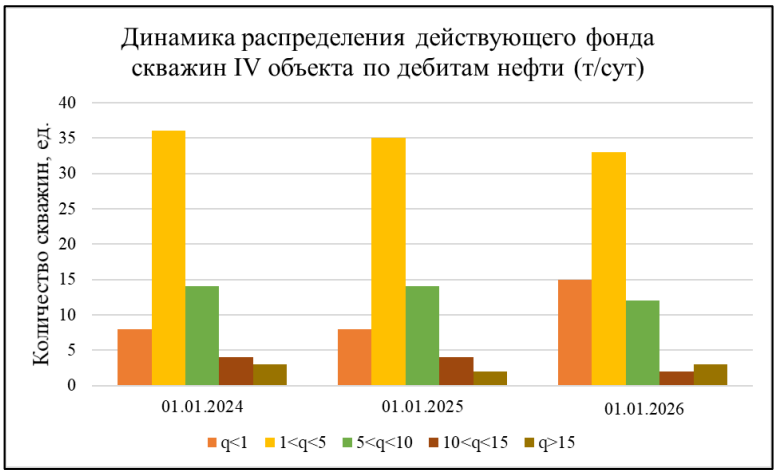


Рис. 3.2.13 – Динамика распределения среднегодового дебита нефти действующего фонда скважин IV объекта

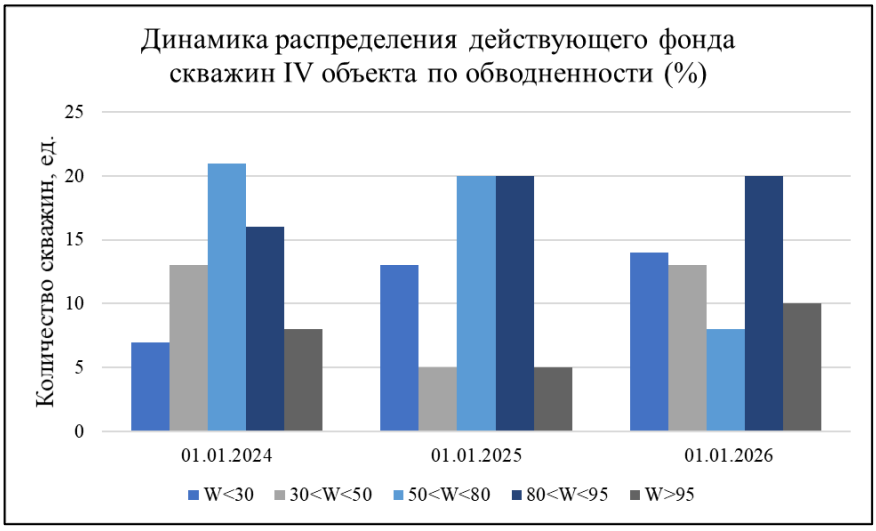


Рис. 3.2.14 – Динамика распределения среднегодовой обводненности действующего фонда скважин IV объекта

Учитывая быстрый рост обводненности отдельно взятых объектов, в целом по месторождению среднегодовая обводненность находится на уровне 80%. Наиболее высокий темп обводнения имеет IV объект разработки, по остальным объектам наблюдается выравнивание значение обводненности на уровне 74-79%.

Как и ранее было сказано, на месторождении стоит острая проблема с ростом обводненности скважин на фоне уменьшения добычи нефти. Для точного определения характера обводнения скважин рекомендуется по всем скважинам с высокими значениями обводненности провести ГИС PLT, по результатам которых в дальнейшем провести РИР.

В таблицах 3.2.3-3.2.4 представлено распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности продукции.

Таблица 3.2.3 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти

Объект	Фонд	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	q<1		1<q<5		5<q<10		10<q<15		q>15	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
01.01.2024г												
I	26	1,50	13	50	12	46	1	4	0	0	0	0
II	9	4,46	2	22	3	33	4	44	0	0	0	0
III	25	2,71	7	28	14	56	4	16	0	0	0	0
IV	65	4,52	8	12	36	55	14	22	4	6	3	5
01.01.2025г												
I	26	1,51	12	46	12	46	2	8	0	0	0	0
II	10	4,14	4	44	3	33	2	22	1	11	0	0
III	25	2,77	11	44	12	48	2	8	0	0	0	0
IV	63	4,37	8	13	35	56	14	22	4	6	2	3
01.01.2026г												
I	20	1,54	10	50	9	45	1	5	0	0	0	0
II	7	3,38	1	14	4	57	1	14	1	14	0	0
III	19	2,45	10	53	5	26	4	21	0	0	0	0
IV	65	4,20	15	23	33	51	12	18	2	3	3	5

Таблица 3.2.4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности продукции

Объект	Фонд	Среднегодовая обводненность, %	W<30		30<W<50		50<W<80		80<W<95		W>95	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
01.01.2024г												
I	26	83,2	1	4	6	23	9	35	7	27	3	12
II	9	69,1	0	0	1	11	6	67	2	22	0	0
III	25	77,8	2	8	6	24	8	32	7	28	2	8
IV	65	78,6	7	11	13	20	21	32	16	25	8	12
01.01.2025г												
I	26	82,4	6	23	4	15	6	23	7	27	3	12
II	10	71,1	3	33	1	11	3	33	3	33	0	0
III	25	77,5	5	20	5	20	6	24	6	24	3	12
IV	63	78,5	13	21	5	8	20	32	20	32	5	8
01.01.2026г												
I	20	79,8	3	15	6	30	2	10	5	25	4	20
II	7	74,3	0	0	2	29	3	43	2	29	0	0
III	19	79,0	3	16	4	21	4	21	6	32	2	11
IV	65	80,6	14	22	13	20	8	12	20	31	10	15

Таблица 3.2.5 – Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по приемистости

Объект	Фонд	Среднегодовая приемистость, м^3/сут	<25		25-100		100-175		175-250		>250	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
01.01.2024г												
I	4	58,26	1	25	3	75	0	0	0	0	0	0
II	3	146,01	0	0	2	67	0	0	0	0	1	33
III	3	41,98	1	33	2	67	0	0	0	0	0	0
IV	9	68,32	1	11	8	89	0	0	0	0	0	0
01.01.2025г												
I	4	36,12	3	75	1	25	0	0	0	0	0	0
II	3	148,88	1	33	1	33	0	0	0	0	1	33
III	3	27,67	2	67	1	33	0	0	0	0	0	0
IV	9	68,44	1	11	6	67	2	22	0	0	0	0
01.01.2026г												
I	4	36,81	2	50	2	50	0	0	0	0	0	0
II	4	114,06	0	0	3	75	0	0	0	0	1	25
III	3	31,21	2	67	1	33	0	0	0	0	0	0
IV	9	70,35	1	11	7	78	0	0	0	0	1	11

Анализ технологических показателей разработки

В целом месторождение в промышленной разработке находится с 1987г согласно «Технологической схеме разработки…» (1986г). В 2022г был составлен «Проект разработки...», который является новым действующим проектным документом, согласно которому ведется разработка месторождения. В рамках ПР-2022г было выделено 4 основных эксплуатационных объектов. В 2024г был составлен «Анализ разработки...».

Основной объем накопленной добычи нефти в целом по месторождению приходится на IV объект разработки (70%), где сосредоточены основные извлекаемые запасы нефти (68%). На долю I, II, III объектов разработки приходится 9%, 9%, и 12% соответственно. Основная добыча нефти (68%) за 2025г также сосредоточена на IV объекте разработки Северо-Западного крыла.

На рисунке 3.2.15 приведено распределение годовой и накопленной добычи нефти по объектам разработки.

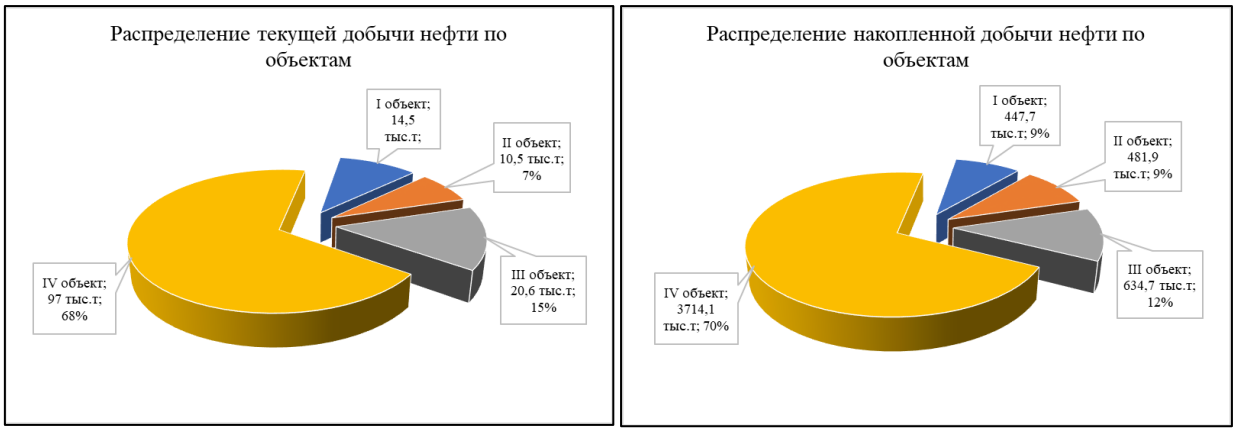


Рис. 3.2.15 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

С 2013г наблюдается активное бурения скважин и переводы между объектами, за счет чего идет увеличения добычи нефти. Анализ новых скважин показывает большую эффективность бурения в период 2017-2019гг, однако далее следует снижение показателей по добыче нефти на фоне стабилизации обводненности.

I объект

Объект вступил в промышленную разработку с 1987г.

В 2024г добыча нефти составила 14,7 тыс.т., при среднем дебите нефти – 1,5 т/сут. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 59,3%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 82,4%. В середине года произошло увеличение фонда добывающих скважин путем перевода с III объекта скважины №416, при этом скважина №181 была переведена из добывающего фонда в бездействие, таким образом, фонд на конец года составил 27 ед. Годовая закачка воды составила 52,3 тыс.м3, при фонде нагнетательных скважин 4 ед.

На 01.01.2026г добыча нефти составила 14,5 тыс.т. Накопленная добыча нефти составляет

447,7 тыс.т, жидкости – 1508,5 тыс.т. Отобрано 61,3% от извлекаемых запасов нефти, текущий коэффициент извлечения нефти на уровне 0,160 доли ед. Фонд добывающих скважин составил 20 ед., были переведены скважины №№ 441, 457 с III объекта. Скважина №4 переведена из добывающего фонда в нагнетательный. Также на скважине №110, которая работала совместно на I+III, был изолирован III объект. Дебит нефти составил 1,5 т/сут, среднегодовая обводненность составляет 79,8%. Объем закачиваемой воды составил 70,1 тыс.т, при фонде нагнетательных скважин 4 ед.

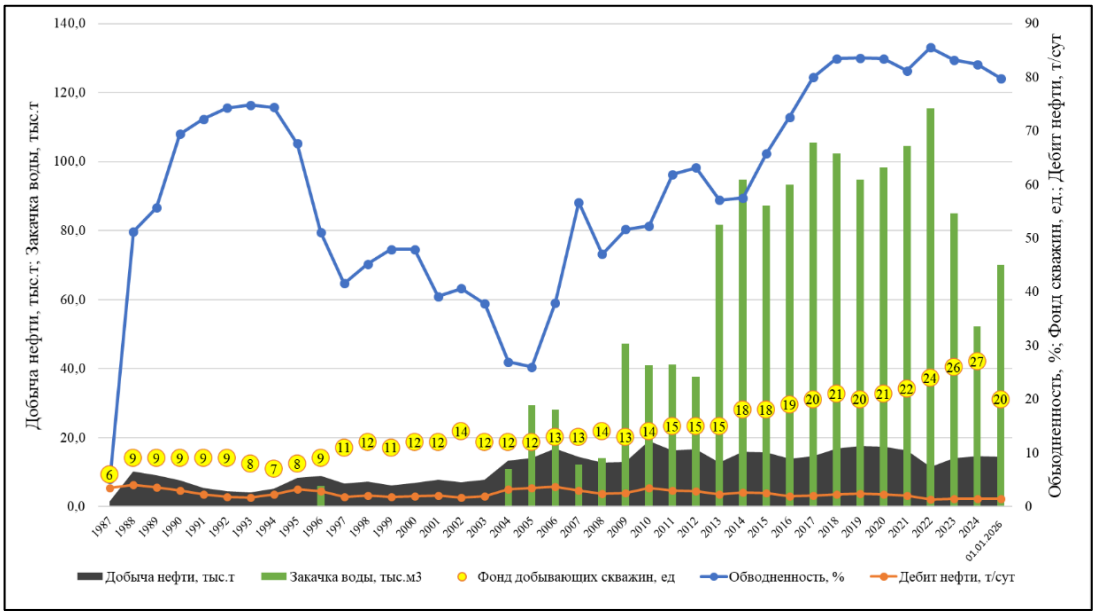


Рис. 3.2.16 – Динамика основных показателей с начала разработки по I эксплуатационному объекту

II объект

II объект вступила в промышленную разработку с 1987г.

За 2024г добыча нефти составила 13,5 тыс.т., при обводненности добываемой продукции 71,1%. Среднегодовой дебит нефти составил 4,1 т/сут. Фонд добывающих скважин на конец года составил 9 ед. В эксплуатацию была введена новая скважина №467, затем эта скважина была введена в совместную эксплуатацию вместе с III объектом. Объект также работает с поддержанием пластового объекта, куда приходятся 3 нагнетательных скважин. Объем закачиваемой воды на конец года составил 162,3 тыс.м^3.

На 01.01.2026г добыча нефти составила 10,5 тыс.т. Накопленная добыча нефти составляет 481,9 тыс.т, жидкости – 1457,6 тыс.т. Отобрано 71,7% от извлекаемых запасов нефти, текущий коэффициент извлечения нефти на уровне 0,230 доли ед. Фонд добывающих скважин на конец года составил 7 ед. В 2025г скважина №467 была введена в совместную эксплуатацию на I и III объекты. Объем закачиваемой воды составил 150,9 тыс.т. Дебит нефти составил 3,4 т/сут, при среднегодовая обводненность составляет 74,3%. Скважина №162 выведена из совместной эксплуатации (объекты I+II) и оставлена в работе только на

объект II. В мае скважина №168 была переведена из добывающего фонда в нагнетательный и работает совместно на объекты I и II. Фонд нагнетательных скважин 4 ед.

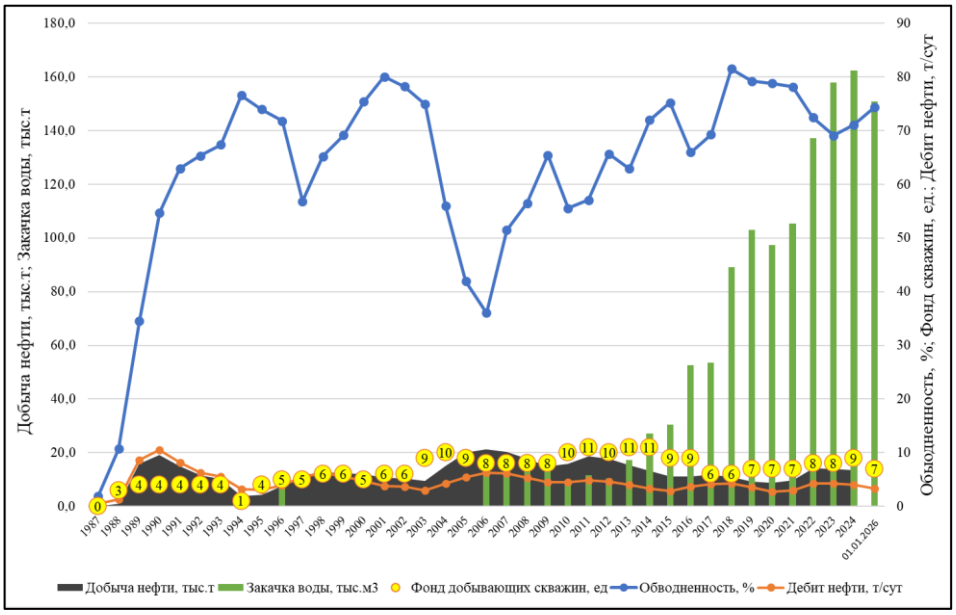


Рис. 3.2.17 – Динамика основных показателей с начала разработки по II эксплуатационному объекту

III объект

Объект вступил в промышленную разработку в 1987г.

Добыча нефти за 2024г составила 24,1 тыс.т., а добыча жидкости – 107,1 тыс.т. В фонде действующих добывающих скважин находились 25 ед., которые отработали со среднегодовым дебитом по нефти 2,8 т/сут, при обводненности добываемой продукции в 77,5%. В фонде нагнетательных скважин расположены 3 ед., суммарный годовой объем закачки которых составил 30,3 тыс.м^3.

На 01.01.2026г добыча нефти составила 20,6 тыс.т. Накопленная добыча нефти составляет 634,7 тыс.т, жидкости – 1907,2 тыс.т. Отобрано 57,1% от извлекаемых запасов нефти, текущий коэффициент извлечения нефти на уровне 0,190 доли ед. Фонд действующих добывающих скважин 19 ед. Скважина №164, которая была в совместной эксплуатации на объекты I и II, была переведена на III объект. Объем закачиваемой воды составил 33,7 тыс.т. Дебит нефти составил 2,5 т/сут, при среднегодовая обводненность составляет 79%.

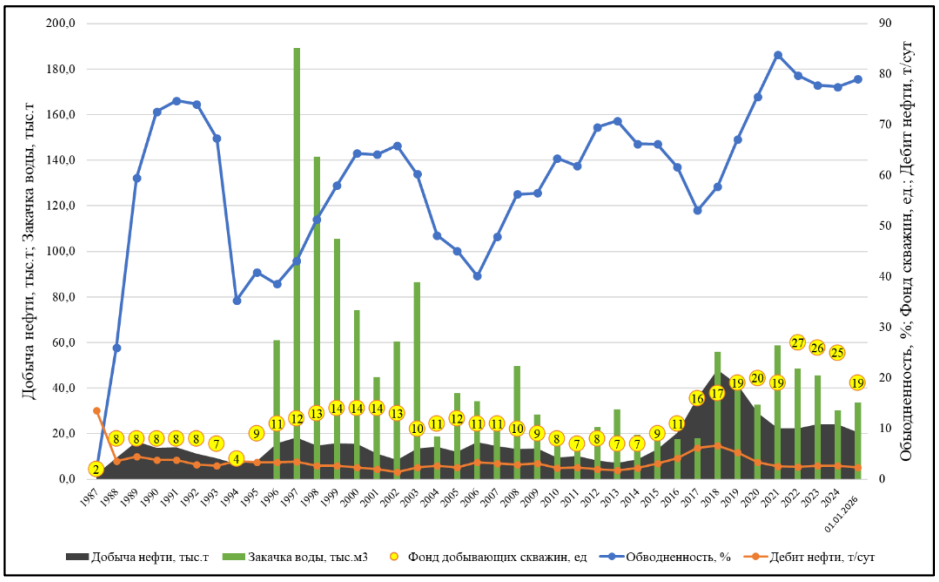


Рис. 3.2.18 – Динамика основных показателей с начала разработки по III эксплуатационному объекту

IV объект

Данный объект единственный, который находится в Северо-Западном крыле, и характеризуется высокими показателями добычи нефти, т.к. основной фонд добывающих скважин сосредоточена на данном объекте, в связи с наличием большинство извлекаемых запасов нефти. Объект в промышленную разработку вступил в 1987г.

За 2024г добыча нефти составила 100 тыс.т., добыча жидкости – 465,4 тыс.т. Таким образом, фонд добывающих скважин в конце года составил 63 ед., а нагнетательных - 9 ед. В представленном году была пробурена 1 добывающая скважина №473. Скважина №7 из нагнетательного фонда в бездействие, также №№21, 201 были переведены из добывающего фонда в бездействие. №423 была переведена из добывающего фонда в нагнетательный. Среднегодовая обводненность составила 78,5%, при среднегодовом дебите нефти 4,4 т/сут. Закачка рабочего агента составила 221,5 тыс.м^3.

На 01.01.2026г добыча нефти составила 97 тыс.т. Накопленная добыча нефти составляет 3714,1 тыс.т, жидкости – 13940,4 тыс.т. Отобрано 69,7% от извлекаемых запасов нефти, текущий коэффициент извлечения нефти на уровне 0,357 доли ед. Фонд действующих добывающих скважин 65. В текущем году были пробурены 2 добывающие скважины (№№472,474). Объем закачиваемой воды составил 227,1 тыс.т. Дебит нефти составил 4,2 т/сут, при среднегодовая обводненность составляет 80,6%. Фонд нагнетательных скважин остается без изменения.

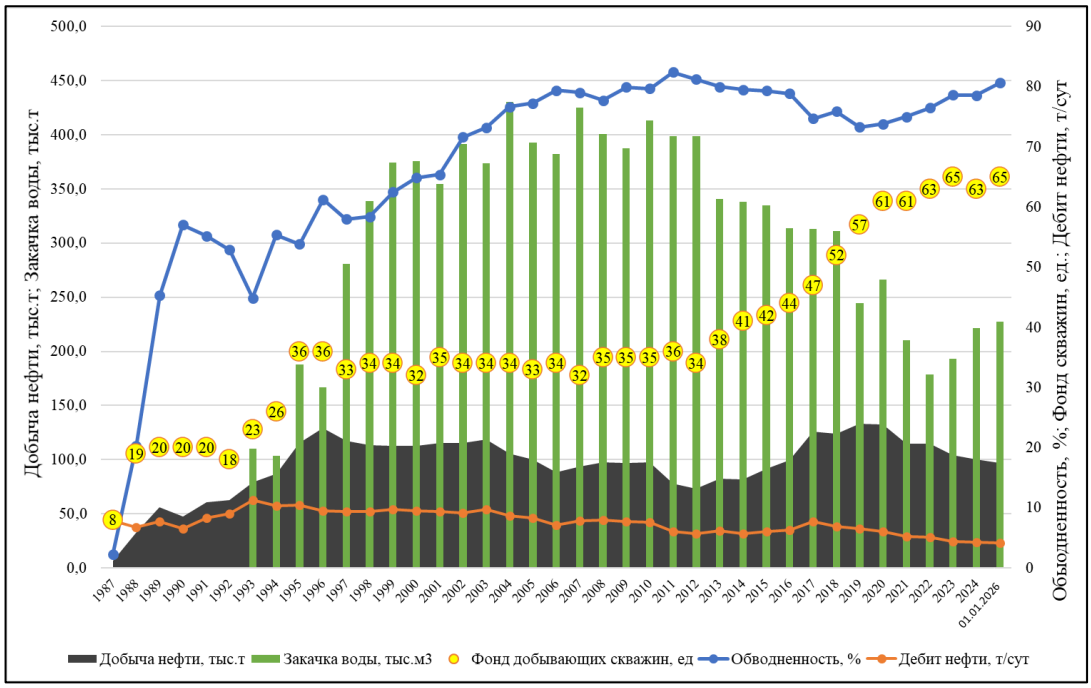


Рис. 3.2.19 – Динамика основных показателей с начала разработки по IV эксплуатационному объекту

В целом по месторождению

В целом по месторождению за период 2014-2019гг наблюдалась тенденция на увеличение добычи нефти, что в основном связано с вводом из бурения добывающих скважин. Также незначительно повлияло проведение ГТМ, и соблюдение более щадящего режима работы большинства добывающих скважин, чем в прошлые годы. Все объекты разрабатываются вполне удовлетворительно.

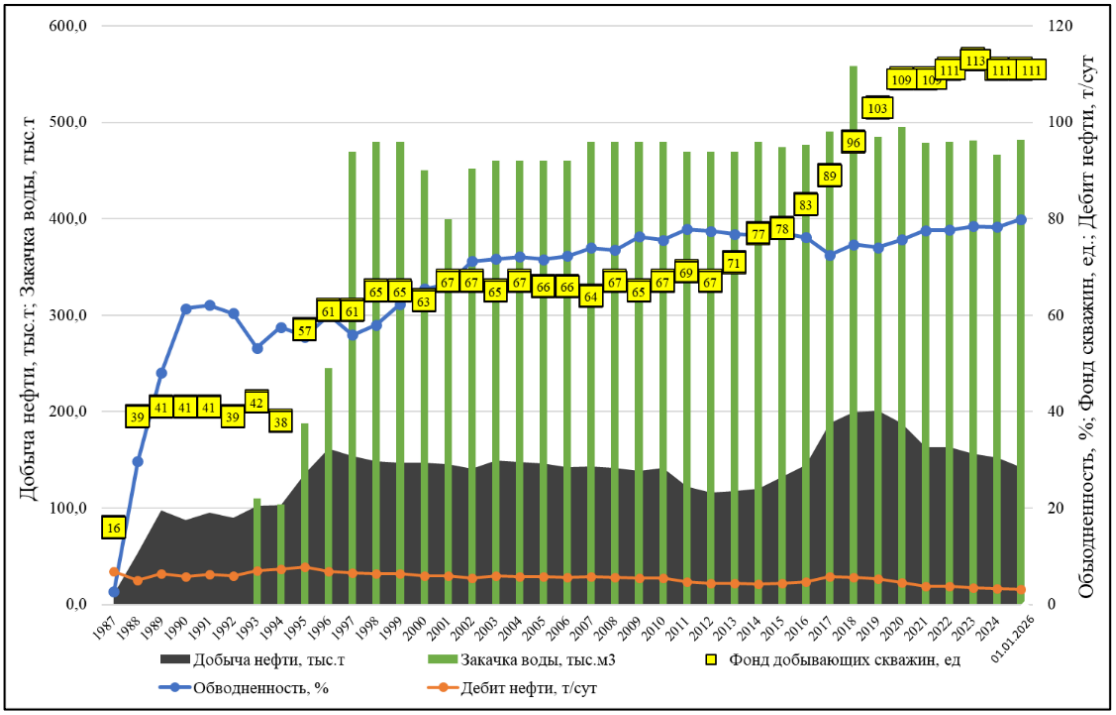


Рис. 3.2.20 – Динамика основных показателей с начала разработки в целом по месторождению

Выработка извлекаемых запасов по месторождению находится на уровне 67.3%. Текущий

КИН достиг 0,283 доли ед. Накопленная добыча нефти составляет 5278,4 тыс.т.

В целом, по результатам проведенного анализа характеристики отборов можно сделать однозначный вывод о том, что месторождение на сегодня находится на III стадии разработки и уже достигло пика годовых показателей отборов. При сохранении существующих темпов разбуривания месторождения и проведения геолого-технических мероприятий, прогнозируется удержание годовых отборов на стабильном уровне в течение ближайших лет. Основной упор при бурении новых добывающих скважин следует делать на IV эксплуатационный объект, который и по начальным, и по остаточным запасам является основным, а также дает основную долю добычи всего месторождения. Все проводимые на месторождении ГТМ с точки зрения технологических и технико-экономических показателей можно охарактеризовать как успешные, т.к. по их результатам получены значительные приросты дебитов и дополнительной добычи нефти с высокой экономической рентабельностью.

Таблица 3.2.6 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по I объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	14,7	14,5
	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
	из переходящих скважин	14,7	14,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	433,2	447,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,155	0,160
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,0	2,0
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,7	4,9
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	59,3	61,3
7	Добыча газа, млн.м^3	0,060	0,059
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	2,279	2,339
9	Газовый фактор, м^3/т	4,1	4,1
10	Добыча жидкости, тыс.т	83,2	71,8
	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
	из переходящих скважин	83,2	71,8
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1436,7	1508,5
12	Обводненность продукции (по весу), %	82,4	79,8
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	52,3	70,1
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	1382,5	1452,6
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	70,7	108,9
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	103,7	103,9
17	Ввод добывающих скважин, ед.	1	2
	в т.ч.: из бурения	0	0
	переводом с другого объекта	1	2
	из консервации	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	8
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	27	21
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	27	20
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	2
	в т.ч.: из бурения	0	0
	из добывающего фонда	0	2
	перевод с другого объекта	0	0
	из прочих категорий	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	2

23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		4	4
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		4	4
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут:	по нефти	1,5	1,5
26		по жидкости	8,6	7,6
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут:	по нефти	-	-
28		по жидкости	-	-
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, $м^3$/сут		36,1	36,8
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		0,97	0,97
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,97	0,97

Таблица 3.2.7 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по II объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	13,5	10,5
	в т.ч.: из новых скважин	0,2	0,0
	из переходящих скважин	13,4	10,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	471,4	481,9
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,225	0,230
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,0	1,6
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,3	5,2
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	70,1	71,7
7	Добыча газа, млн.$м^3$	0,104	0,080
8	Накопленная добыча газа, млн.$м^3$	4,403	4,484
9	Газовый фактор, $м^3$/т	7,7	7,7
10	Добыча жидкости, тыс.т	46,8	40,9
	в т.ч.: из новых скважин	0,3	0,0
	из переходящих скважин	46,5	40,9
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1416,8	1457,6
12	Обводненность продукции (по весу), %	71,1	74,3
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.$м^3$	162,3	150,9
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.$м^3$	1140,9	1291,8
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	370,5	399,6
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	84,7	93,3
17	Ввод добывающих скважин, ед.	1	0
	в т.ч.: из бурения	1	0
	переводом с другого объекта	0	0
	из прочих категории	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	2
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	7
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	7
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	1
	в т.ч.: из бурения	0	0
	из добывающего фонда	0	1
	перевод с другого объекта	0	0
	из прочих категорий	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	4
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	4
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	4,1	3,4
26	по жидкости	14,3	13,2
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	2,2	0,0
28	по жидкости	3,8	0,0
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, $м^3$/сут	148,9	114,1
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,96	0,96
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,96	0,96

Таблица 3.2.8 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по III объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	24,1	20,6
	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
	из переходящих скважин	24,1	20,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	614,1	634,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,184	0,190
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,2	1,9
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,6	4,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	55,2	57,1
7	Добыча газа, млн.м^3	0,265	0,227
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	8,046	8,273
9	Газовый фактор, м^3/т	11,0	11,0
10	Добыча жидкости, тыс.т	107,1	98,2
	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0
	из переходящих скважин	107,1	98,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1809,0	1907,2
12	Обводненность продукции (по весу), %	77,5	79,0
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	30,3	33,7
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	1439,5	1473,3
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	30,8	37,7
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	82,8	80,6
17	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1
	в т.ч.: из бурения	0	0
	переводом с другого объекта	0	1
	из прочих категории	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	6
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	24	19
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	24	19
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0
	в т.ч.: из бурения	0	0
	из добывающего фонда	0	0
	перевод с другого объекта	0	0
	из прочих категорий	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,8	2,5
26	по жидкости	12,3	11,7
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0
28	по жидкости	0,0	0,0
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м^3/сут	27,7	31,2
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,96	0,97
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,96	0,97

Таблица 3.2.9 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по IV объекту

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	100,0	97,0
	в т.ч.: из новых скважин	1,5	3,6
	из переходящих скважин	98,5	93,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3617,1	3714,1
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,348	0,357
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,9	1,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,5	5,7
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	67,9	69,7

7	Добыча газа, млн.м^3		4,749	5,736
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3		62,307	68,043
9	Газовый фактор, м^3/т		47,5	59,2
10	Добыча жидкости, тыс.т		465,4	500,2
	в т.ч.: из новых скважин		2,4	12,8
	из переходящих скважин		463,0	487,4
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		13440,2	13940,4
12	Обводненность продукции (по весу), %		78,5	80,6
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		221,5	227,1
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		9951,2	10178,3
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %		52,2	50,2
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %		79,5	78,5
17	Ввод добывающих скважин, ед.		1	2
	в т.ч.: из бурения		1	2
	переводом с другого объекта		0	0
	из прочих категории		0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.		1	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		65	67
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		63	65
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		1	0
	в т.ч.: из бурения		0	0
	из добывающего фонда		1	0
	перевод с другого объекта		0	0
	из прочих категорий		0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		10	10
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		9	9
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут:	по нефти	4,4	4,2
26		по жидкости	20,3	21,7
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут:	по нефти	17,6	6,3
28		по жидкости	29,4	22,4
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м^3/сут		68,4	70,3
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		0,97	0,98
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,97	0,98

Таблица 3.2.10 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин по месторождению в целом

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	152,3	142,5
	в т.ч.: из новых скважин	1,6	3,6
	из переходящих скважин	150,7	139,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5135,8	5278,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,276	0,283
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,9	1,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,3	5,3
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	65,5	67,3
7	Добыча газа, млн.м^3	5,178	6,103
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	77,035	83,138
9	Газовый фактор, м^3/т	34,0	42,8
10	Добыча жидкости, тыс.т	702,5	711,1
	в т.ч.: из новых скважин	2,7	12,8
	из переходящих скважин	699,8	698,3
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	18102,7	18813,7
12	Обводненность продукции (по весу), %	78,3	80,0
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	466,3	481,8
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	13914,1	14395,9
15	Ввод добывающих скважин, ед.	2	2
	в т.ч.: из бурения	2	2

16	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2
17	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	114	114
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	111	111
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	1	2
	в т.ч.: из бурения	0	0
	из добывающего фонда	1	2
	из прочих категорий	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	19	21
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	18	20
23	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	3,4	3,2
24	по жидкости	15,8	16,2
25	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	9,6	6,3
26	по жидкости	16,1	22,4
27	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, $м^3$/сут	67,9	63,9
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,98
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,98

Характеристика закачки рабочего агента

На месторождении реализуется поддержание пластового давления путем избирательно-очагового заводнения с 1993г, на основе «Проекта разработки…» (1991г). Реализация системы ППД впервые апробировано на IV объекте разработки Северо-Западного крыла по скважине №121 в 1993г, начальная приемистость скважины составила 20 м^3/сут. По Юго-Восточному крылу, где эксплуатируется I-III объекты, промышленная реализация системы ППД началась в 1996г.

На дату отчета на всех объектах ведется система ППД. В таблице и на рисунке 3.3.1 представлены основные параметры по закачке. В целом по месторождению максимальный уровень закачки наблюдается по IV объекту разработки, который находится на Северо-Западном крыле. По объекту высокие показатели закачки, что характерно высокими отборами жидкости за счет максимального фонда добывающих скважин и извлекаемых запасов. Накопленная компенсация по объекту составляет 80,4%. По II объекту разработки наблюдается минимальный уровень накопленной компенсации на Юго-Восточном крыле – 75,1%. Накопленная закачка по объекту составляет 1291,8 тыс.м^3, при накопленной добыче жидкости 1457,6 тыс.т. Низкий уровень закачки охарактеризован малым охватом заводнения, из-за чего по объекту наблюдается максимальное падения пластового давления относительно в других объектах.

Таблица 3.2.11 – Основные показатели закачки по объектам разработки

Объект	Год реализации ППД	Накопленная закачка воды, тыс.м3	Накопленная компенсация, %	Текущая компенсация,м3	Средняя приемистость скважин	Количество действующих нагнетательных скважин	Отношение нагнетательных скважин к добывающим
I	1996	1452,6	105,6	113,9	36,8	4	1/5
II	1996	1291,8	75,1	371,0	114,1	4	1/2
III	1996	1473,3	86,0	45,7	31,2	3	1/6
IV	1993	10178,3	80,4	43,5	70,3	9	1/7
В целом	1993	14395,9	-	-	63,9	20	1/6

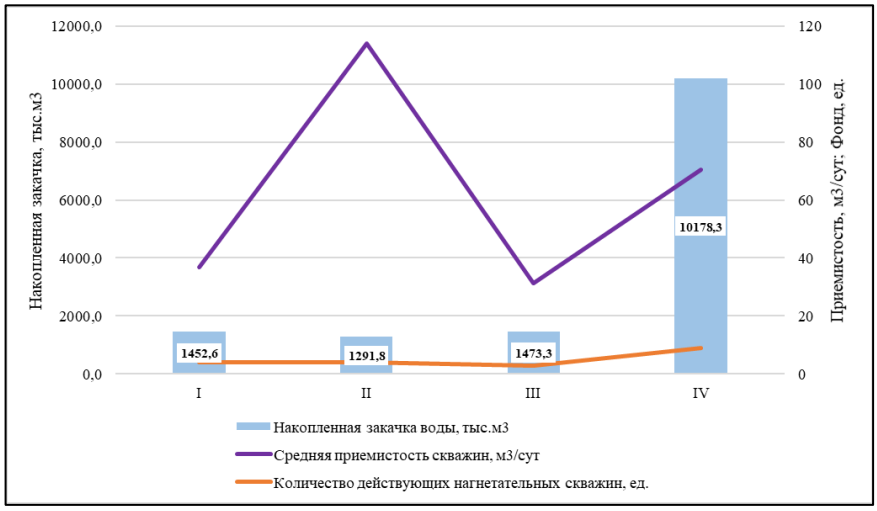


Рис. 3.2.21 – Основные показатели системы ППД по объектам разработки

I объект

По I объекту система ППД была применена 1996г путем закачки воды в нагнетательную скважину №152, однако в тот же год прекратилась. В связи с падением пластового давления и недостаточностью активности законтурной области в 2004г возобновили систему ППД на данном объекте. Стоит отметить, что с увеличением объема закачки воды, также растет и обводненность добываемой продукции.

За 2024г объем закачки воды составил 52,3 тыс.м^3, текущая компенсация отбора составила 70,7%. Закачка на объекте ведется через 4 нагнетательные скважины.

На 01.01.2026г объем закачки воды составил 70,1 тыс.м^3 при среднегодовой приемистости – 36,8 м^3/сут, компенсация отборов составила 108,9%. Накопленная закачка по объекту составляет 1452,6 тыс.м^3. Скважина №4 переведена из добывающего фонда в нагнетательный. Закачка на объекте ведется через 4 нагнетательные скважины.

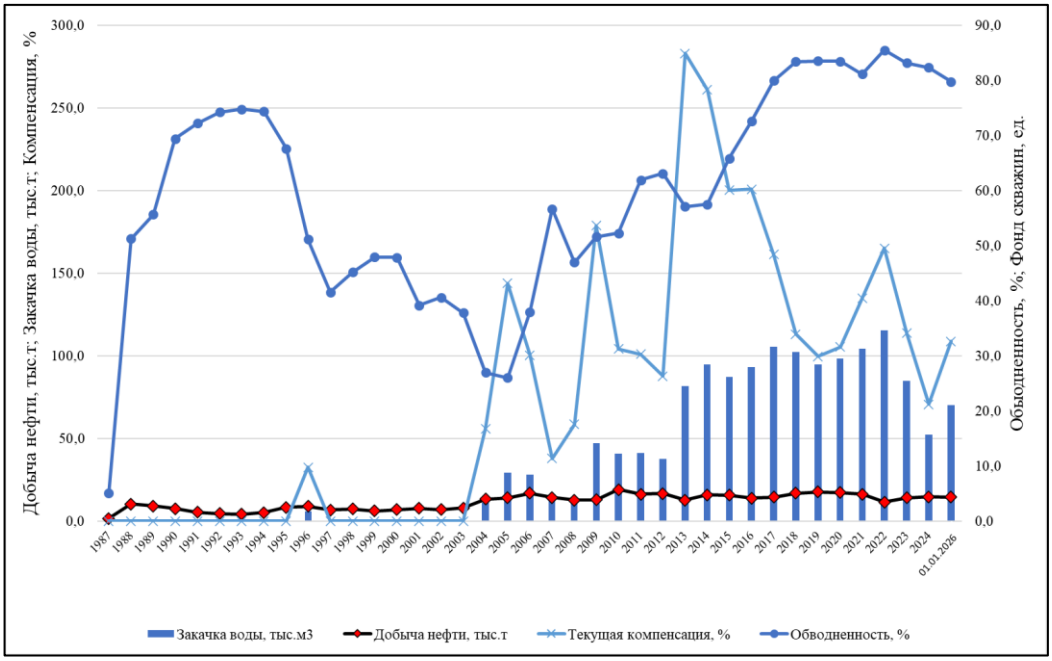


Рис.3.2.22 - Динамика изменения показателей ППД по I объекту разработки

II объект

ППД на II эксплуатационном объекте реализуется с 1996г, с начала нагнетания было закачано 1291,8 тыс.м^3 воды. В целом закачка за все года идет в сторону увеличения, что связано с увеличением компенсации.

За 2024г объем закачки воды составил 162,3 тыс.м^3, текущая компенсация отбора составила 370,5%. С 2019г на объекте в нагнетательном фонде числилось 3 скважины.

На дату отчета было закачано 150,9 тыс.м^3 воды при среднегодовой приемистости 114,1 м^3/сут, текущая компенсация отборов составила 399,6%, что превышает 100%. За анализируемый период выбытие нагнетательных скважин не было. Закачка на объекте

ведется через 4 нагнетательные скважины. В мае скважина №168 была переведена из добывающего фонда в нагнетательный и работает совместно на объекты I и II.

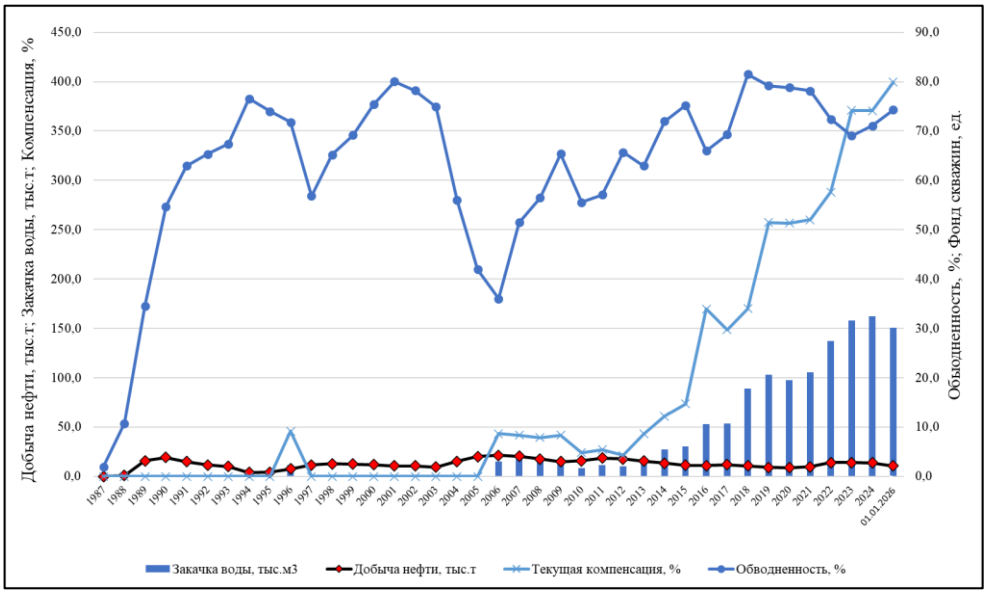


Рис.3.2.23 - Динамика изменения показателей ППД по II объекту разработки

III объект

По данному объекту система ППД реализуется с 1996г. Снижение объема закачиваемой воды по годам связано с уменьшением фонда нагнетательных скважин, что объясняет значительное снижение пластового давления.

За 2024г закачка воды составила 30,3 тыс.м^3, что равна текущей компенсации 30,8%. Среднегодовая приемистость составила 27,7 м^3/сут.

На 01.01.2026г объем закачки составил 33,7 тыс.м^3. Текущая компенсация отборов составила 37,7%, среднегодовая приемистость на уровне 31,2 м^3/сут. Накопленная закачка по объекту равна 1473,3 тыс.м^3, при накопленной компенсации 80,6%. Фонд нагнетательных остался без изменения.

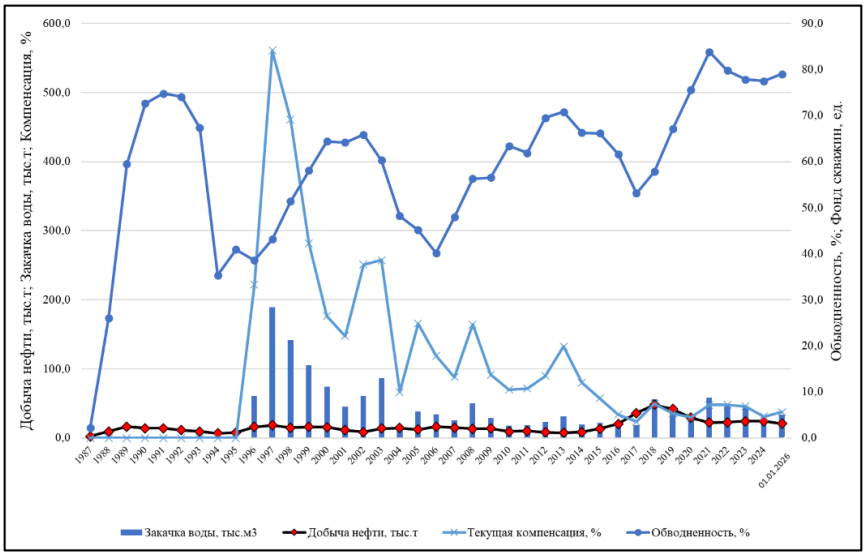


Рис.3.2.24 - Динамика изменения показателей ППД по III объекту разработки

IV объект

Закачка по данному объекту ведется с 1993г. Начиная с 2010г идет снижения закачки воды, из-за приемистости нагнетательных скважин. Пластовое давления снизилось незначительно, за счет активности законтурных ввод и системы нагнетания.

За 2024г закачка воды составила 221,5 тыс.м^3 воды при среднегодовой приемистости 68,4 м^3/сут, текущая компенсация отборов составила 52,2%. Одна скважина из добывающего фонда была переведена под закачку и одна скважина в фонд бездействии и фонд на конец года составил 9 ед.

На 01.01.2026г объем закачки воды составил 227,1 тыс.м^3, текущая компенсация отборов составляет 50,2%, при среднегодовой приемистости 70,3 м^3/сут. Накопленная закачка по объекту составляет 10178,3 тыс.м^3. Фонд нагнетательных скважин остался без имзенения.

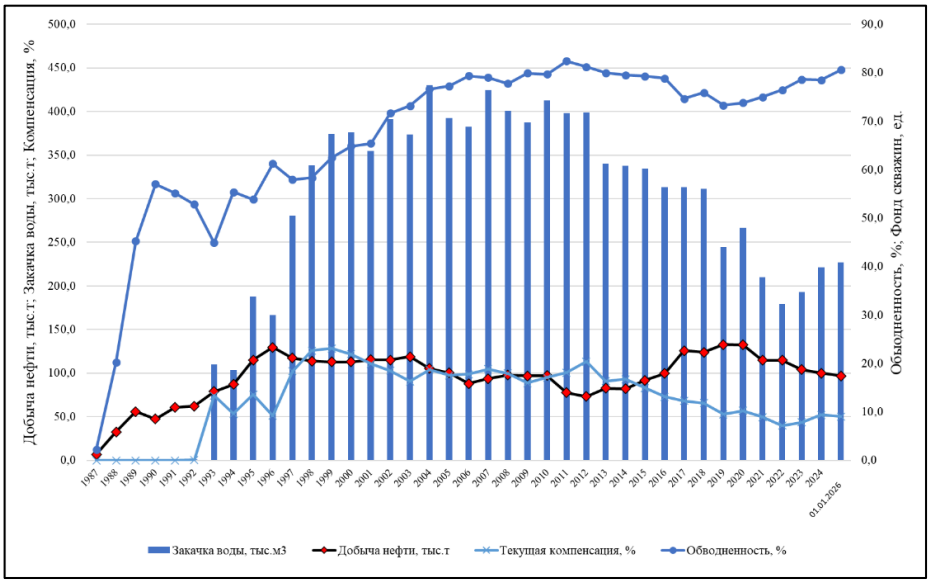


Рис.3.2.25 - Динамика изменения показателей ППД по IV объекту разработки

В целом по месторождению стоить отметить, что система заводнения на дату отчета влияет положительно на все объекты. Однако существующая зона нагнетания недостаточно для поддержания энергического состояния залежи в связи, с чем по данным объектам рекомендуется усиления системы нагнетания, путем ввода нагнетательных скважин в других областях залежи.

Текущая закачка показывает, что компенсация, заданная за время разработки, полностью покрывает затраты пластовой энергии. Для стабильного поддержания пластового давления на текущем уровне рекомендуется продолжать существующую систему заводнения.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В данном разделе приведено сравнение фактических показателей за 2024-2025гг с утвержденными показателями «Анализа разработки ...» 2024г.

Для анализа расхождения фактических данных от проектных уровней было проведено сравнение основных показателей разработки по объектам эксплуатации и в целом по месторождению, результаты которого представлены в таблицах 3.3.2-3.3.6.

I объект

В 2024 г. вместо бурения новых скважин был предусмотрен перевод с другого объекта, который и был выполнен фактически. Однако фонд добывающих скважин превышает проект на 6 ед. и составил 27 ед. Фактически было введено в разработку одна добывающая скважина путем перевода из другого объекта, тогда как по проекту предусмотрено выбытие одной добывающей. Наблюдается небольшое отставание годовой добычи нефти от проекта на 2,2 тыс.т, которая составила 14,7 тыс.т, что в пределах допустимых значений. Фонд нагнетательных скважин остался без изменения, при этом годовая закачка воды ниже проектной, в связи с отклонением от среднегодовой приёмистости на 43,8 м3/сут, и составила 52,3 тыс.м3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 82,4% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений.

В 2025г бурение не было предусмотрено. Был осуществлен перевод 2 добывающих скважин с другого объекта. Фонд добывающих скважин составил 20 ед. На 01.01.2026 добыча нефти составила 14,5 тыс.т, ожидаемая добыча составила 11,54 тыс.т, что выше проектного значения. В фонд нагнетательных скважин были введены 2 единицы из добывающего фонда, также зафиксировано выбытие 2 скважин, ожидаемая годовая закачка воды ниже проектной и составила 70,1 тыс.м3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 79,8% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений.

II объект

В 2024г бурение не было предусмотрено, но фактически была пробурена 1 скважина. Наблюдается небольшое превышение годовой добычи нефти относительно проекта на 1 тыс. т, которая составила 13,5 тыс.т. Фонд нагнетательных остался без изменения. Годовая закачка воды выше проектной аналогично прошлому году, и составила 162,3 тыс.м^3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 71,1% , что в пределах допустимых значений.

На 01.01.2026г в фонде добывающих скважин, несмотря на отсутствие проектного выбытия, был осуществлен перевод на другой объект и под закачку. Фонд добывающих скважин составил 7 ед. На 01.01.2026г добыча нефти составила 10,5 тыс.т, ожидаемая

добыча составила 10,39 тыс.т, что выше проектного значения. Осуществлен перевод 1 скважины из добывающего фонда в нагнетательный. Фонд нагнетательных превышает проект на 1 ед. и составил 4 ед. Ожидаемая годовая закачка воды выше проектной и составила 150,9 тыс.м3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 74,3% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений.

III объект

В 2024г было предусмотрено бурение одной добывающей скважины, что фактически не было выполнено. Предусмотренное проектом выбытие было выполнено через перевод скважины на эксплуатацию объекта I. Фонд добывающих скважин превышает проект на 1 ед. и составил 25 ед. Годовая добыча нефти превышает проектную на 0,8 тыс.т и составила 24,1 тыс.т. Фонд нагнетательных остался без изменения, при этом годовая закачка воды ниже проектной аналогично прошлому году и составила 30,3 тыс.м^3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 77,5% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений.

В 2025г бурение не было предусмотрено. Был предусмотрен ввод через перевод с другого объекта, и фактически был выполнен. Не предусмотренное проектом выбытие было осуществлено путем перевода 3 скважин на эксплуатацию объекта I. Фонд добывающих составил 19 ед. На 01.01.2026 добыча нефти составила 20,6 тыс.т, ожидаемая добыча составила 26,4 тыс.т. Фонд нагнетательных остался без изменения, при этом ожидаемая годовая закачка воды ниже проектной и составила 33,7 тыс.м^3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 79% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений.

IV объект

В 2024г было предусмотрено бурение 2 добывающих скважин, фактически была пробурена 1 скважина. Предусмотренное проектом выбытие было выполнено путем перевода скважин под закачку. Фонд добывающих скважин превышает проект на 1 ед. и составил 65 ед., при этом фонд действующих скважин отстает от проекта на 2 ед. Годовая добыча нефти находится на уровне проектных значений и составила 100 тыс.т. В фонд нагнетательных скважин была переведена одна скважина из добывающего, и составил 10 ед. При этом годовая закачка воды ниже проектной и составила 221,5 тыс.м3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 78,5% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений.

В 2025г было предусмотрено бурение 2 добывающих скважин, что фактически было выполнено. Фонд добывающих скважин превышает проект на 3 ед. и составил 67 ед., фонд

действующих скважин превышает от проекта на 1 ед. На 01.01.2026г добыча нефти составила 97,0 тыс.т, ожидаемая добыча составила 104,1 тыс.т. Фонд нагнетательных остался без изменения. При этом ожидаемая годовая закачка воды ниже проектной и составила 227,1 тыс.м^3. Обводненность продукции добывающих скважин находится на отметке 80,6% , что ниже проекта, но в пределах допустимых значений. Предусмотренное проектом выбытие нагнетательной скважины не было выполнено, в связи с чем фонд нагнетательных скважин превышает проектный на 1 ед. и составляет 10 ед.

В целом по месторождению, фактическая добыча нефти соответствует проектным значениям, отклонения составляет 6,4%. Согласно действующему проекту, было предусмотрено бурение 5 новых добывающих на период 2024-2025гг, из которых на дату отчета фактически были пробурены 4 скважины и введены в эксплуатацию. Фактический среднегодовой дебит нефти незначительно ниже проектного показателя и составляет 3,2 т/сут, при проектном значении 3,7 т/сут. Средняя обводненность продукции ниже проектного значения – 80,00%, против проектного – 81,5%. Текущий КИН на 01.01.2026г составляет 0,283 доли ед. Отбор от НИЗ составил 67,3%, при проектном 67,9%. Фактическая накопленная добыча нефти – 5278,4 тыс.т. при проектном 5286,0 тыс.т.

В целом, по результатам проведенного анализа можно сделать вывод о том, что месторождение разрабатывается достаточно эффективно и в соответствии действующим проектным документом. Ожидаемые показатели вполне достигают проектные значения, учитывая, что в 2026г еще планируются вводится новые скважины. Рекомендуется дальше выполнять рекомендации, приведенные в рамках действующего проектного документа.

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	16,9	14,7	11,54	14,5
	в т.ч.: из новых скважин	0,6	0,0	0	0,0
	из переходящих скважин	16,3	14,7	11,54	14,5
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	445,2	433,2	442,6	447,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,160	0,155	0,159	0,160
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,3	2,0	1,6	2,0
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,6	4,7	3,9	4,9
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	61,0	59,3	60,6	61,3
7	Добыча газа, млн.м^3	0,068	0,060	0,047	0,059
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	2,270	2,279	2,271	2,339
9	Газовый фактор, м^3/т	4,0	4,1	4,1	4,1
10	Добыча жидкости, тыс.т	122,9	83,2	97,1	71,8
	в т.ч.: из новых скважин	1,5	0,0	0	0,0
	из переходящих скважин	121,4	83,2	97,1	71,8
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1528,8	1436,7	1629,5	1508,5
12	Обводненность продукции (по весу), %	86,3	82,4	88,1	79,8
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	110,8	52,3	91,6	70,1
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	1426,1	1382,5	1518,6	1452,6
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	100	70,7	100,0	108,9
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	97,3	103,7	94,3	103,9
17	Ввод добывающих скважин, ед.	1	1	0	2
	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
	переводом с другого объекта	1	1	0	2
	из консервации	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	1	8
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	27	20	21
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	27	20	20
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	2
	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
	из добывающего фонда	0	0	0	2
	перевод с другого объекта	0	0	0	0
	из прочих категорий	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	2
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	2,4	1,5	1,7	1,5
26	по жидкости	17,8	8,6	14,0	7,6
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	3,7	-	-	-
28	по жидкости	9,2	-	-	-
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м^3/сут	79,9	36,1	65,9	36,8
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,97	0,95	0,97
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,97	0,95	0,97

Таблица 3.2.13 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	12,5	13,5	10,39	10,5
	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,2	0,0	0,0
	из переходящих скважин	12,5	13,4	10,39	10,5

2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	462,1	471,4	478,8	481,9
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,220	0,225	0,228	0,230
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,9	2,0	1,5	1,6
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,6	6,3	5,1	5,2
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	68,8	70,1	71,3	71,7
7	Добыча газа, млн.м^3	0,087	0,104	0,076	0,080
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	4,329	4,403	4,407	4,484
9	Газовый фактор, м^3/т	7,0	7,7	7,3	7,7
10	Добыча жидкости, тыс.т	74,0	46,8	36,2	40,9
	в т.ч.: из новых скважин	0	0,3	0	0,0
	из переходящих скважин	74,0	46,5	36,2	40,9
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1456,9	1416,8	1406,2	1457,6
12	Обводненность продукции (по весу), %	83,2	71,1	71,3	74,3
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	66,8	162,3	144,3	150,9
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	987,9	1140,9	1282,4	1291,8
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	100	370,5	400	399,6
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	71	84,7	90,1	93,3
17	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1	0	0
	в т.ч.: из бурения	0	1	0	0
	переводом с другого объекта	0	0	0	0
	из прочих категории	0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	2
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	9	7	7
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	9	7	7
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	1
	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0
	из добывающего фонда	0	0	0	1
	перевод с другого объекта	0	0	0	0
	из прочих категорий	0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	4
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	4
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	4,2	4,1	4,3	3,4
26	по жидкости	25,0	14,3	14,9	13,2
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	2,2	-	0,0
28	по жидкости	-	3,8	-	0,0
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м^3/сут	64,2	148,9	138,3	114,1
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,96
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,96

Таблица 3.2.14 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	23,3	24,1	26,4	20,6
	в т.ч.: из новых скважин	1,4	0,0	1,8	0,0
	из переходящих скважин	21,9	24,1	24,6	20,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	610,6	614,1	641,3	634,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,183	0,184	0,192	0,190
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,1	2,2	2,4	1,9
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,4	4,6	5,3	4,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	54,9	55,2	57,6	57,1
7	Добыча газа, млн.м^3	0,257	0,265	0,261	0,227
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	7,995	8,046	8,386	8,273

9	Газовый фактор, м^3/т		11,0	11,0	9,9	11,0
10	Добыча жидкости, тыс.т		164,6	107,1	130,7	98,2
	в т.ч.: из новых скважин		3,7	0,0	4,4	0,0
	из переходящих скважин		160,9	107,1	126,3	98,2
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		1956,6	1809,0	1908,3	1907,2
12	Обводненность продукции (по весу), %		85,8	77,5	79,8	79,0
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		103,6	30,3	51,1	33,7
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		1513,1	1439,5	1504,4	1473,3
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %		70	30,8	40	37,7
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %		80,1	82,8	77	80,6
17	Ввод добывающих скважин, ед.		1	0	1	1
	в т.ч.: из бурения		1	0	0	0
	переводом с другого объекта		0	0	1	1
	из прочих категории		0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.		1	1	0	6
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		24	24	21	19
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		24	24	21	19
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		0	0	0	0
	в т.ч.: из бурения		0	0	0	0
	из добывающего фонда		0	0	0	0
	перевод с другого объекта		0	0	0	0
	из прочих категорий		0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		0	0	0	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		3	3	3	3
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		3	3	3	3
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут:	по нефти	3,0	2,8	3,6	2,5
26		по жидкости	20,9	12,3	17,9	11,7
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут:	по нефти	8,7	0,0	5,2	0,0
28		по жидкости	22,3	0,0	12,9	0,0
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м^3/сут		99,6	27,7	49	31,2
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,96	0,95	0,97
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,96	0,95	0,97

Таблица 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	94,7	100,0	104,1	97,0
	в т.ч.: из новых скважин	3,3	1,5	8,5	3,6
	из переходящих скважин	91,4	98,5	95,6	93,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3598,8	3617,1	3723,3	3714,1
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,346	0,348	0,362	0,357
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,8	1,9	2	1,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,2	5,5	6,3	5,7
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	67,6	67,9	70,7	69,7
7	Добыча газа, млн.м^3	4,645	4,749	4,526	5,736
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	61,642	62,307	67,615	68,043
9	Газовый фактор, м^3/т	49,0	47,5	43,5	59,2
10	Добыча жидкости, тыс.т	518,1	465,4	558,1	500,2
	в т.ч.: из новых скважин	9,1	2,4	42,3	12,8
	из переходящих скважин	509	463,0	515,7	487,4
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	13524,3	13440,2	14068,1	13940,4
12	Обводненность продукции (по весу), %	81,7	78,5	81,4	80,6

13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		337,5	221,5	218	227,1
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		10325,2	9951,2	10148,1	10178,3
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %		71	52,2	40	50,2
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %		82,1	79,5	71,8	78,5
17	Ввод добывающих скважин, ед.		2	1	2	2
	в т.ч.: из бурения		2	1	2	2
	переводом с другого объекта		0	0	0	0
	из прочих категории		0	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин, ед.		1	1	1	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		64	65	64	67
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		64	63	64	65
21	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		0	1	0	0
	в т.ч.: из бурения		0	0	0	0
	из добывающего фонда		0	1	0	0
	перевод с другого объекта		0	0	0	0
	из прочих категорий		0	0	0	0
22	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		0	0	1	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		6	10	9	10
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		6	9	9	9
25	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут:	по нефти	4,5	4,4	4,6	4,2
26		по жидкости	24,8	20,3	24,4	21,7
27	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут:	по нефти	9,9	17,6	12,4	6,3
28		по жидкости	27,7	29,4	61,9	22,4
29	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м^3/сут		162,2	68,4	69,8	70,3
30	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,97	0,95	0,98
31	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,97	0,95	0,98

Таблица 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	147,4	152,3	152,4	142,5
	в т.ч.: из новых скважин	4,7	1,6	8,5	3,6
	из переходящих скважин	142,7	150,7	143,9	139,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5116,8	5135,8	5286,0	5278,4
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,275	0,276	0,285	0,283
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,9	1,9	2,0	1,8
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,1	5,3	5,7	5,3
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	65,3	65,5	67,9	67,3
7	Добыча газа, млн.м^3	5,056	5,178	4,910	6,103
8	Накопленная добыча газа, млн.м^3	76,237	77,035	82,729	83,138
9	Газовый фактор, м^3/т	34,3	34,0	32,2	42,8
10	Добыча жидкости, тыс.т	879,6	702,5	822,1	711,1
	в т.ч.: из новых скважин	12,7	2,7	42,3	12,8
	из переходящих скважин	866,9	699,8	779,7	698,3
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	18466,5	18102,7	19012,1	18813,7
12	Обводненность продукции (по весу), %	83,2	78,3	81,5	80,0
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	618,7	466,3	505,0	481,8
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3	14252,3	13914,1	14453,5	14395,9
15	Ввод добывающих скважин, ед.	3	2	2	2
	в т.ч.: из бурения	3	2	2	2
16	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	1	1	2

17	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		112	114	112	114
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		112	111	112	111
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.		0	1	0	2
	в т.ч.: из бурения		0	0	0	0
	из добывающего фонда		0	1	0	2
	из прочих категорий		0	0	0	0
20	Выбытие нагнетательных скважин, ед.		0	0	1	0
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		15	19	19	21
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		15	18	19	20
23	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут:	по нефти	3,8	3,4	3,7	3,2
24		по жидкости	22,8	15,8	20,1	16,2
25	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут:	по нефти	9,5	9,6	12,4	6,3
26		по жидкости	25,9	16,1	61,9	22,4
27	Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, $м^3$/сут		111,5	67,9	76,7	63,9
28	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,97	0,95	0,98
29	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,97	0,95	0,98

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для анализа состояния выработки запасов нефти из пластов месторождения большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки.

Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категориям $B+C_1$ в пределах горного отвода представлено на рисунке 3.2.26, извлекаемые запасы нефти по категориям B+C1 составляют 7840,4 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов по категориям $B+C_1$ сконцентрирована в IV объекте, расположенном на Северо-западном крыле и составляют 68% (5325,8 тыс.т.) от общих извлекаемых запасов месторождения в целом.

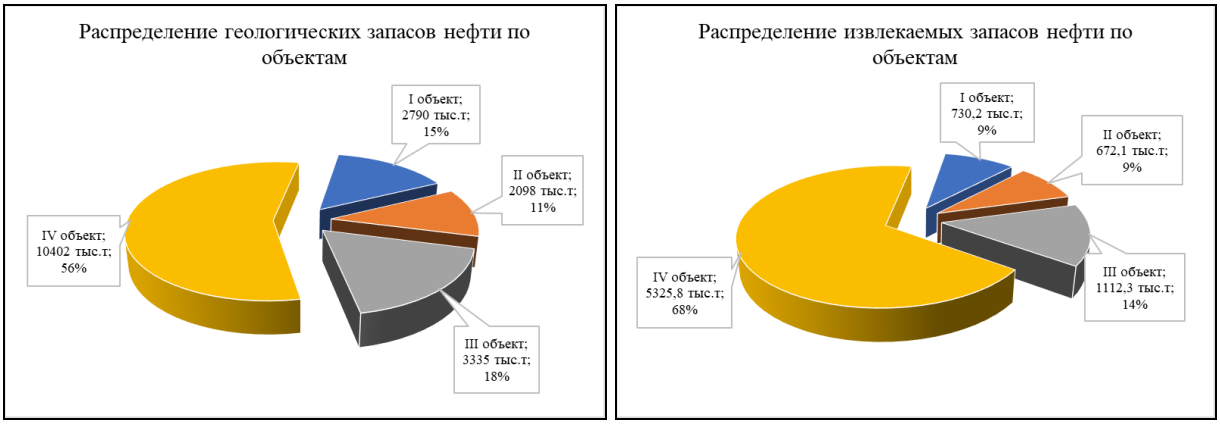


Рис. 3.2.26 - Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки

Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату проекта значений КИН по объектам разработки представлено на рисунках 3.2.27-3.2.28. Накопленная добыча нефти с начала разработки по состоянию на 01.01.2026г по месторождению в целом составляет 5278,4 тыс.т, отбор от утвержденных извлекаемых запасов составляет 67,3%. В целом основная доля добычи нефти приходится на северо-западное крыло (IV объект) 70% от общей накопленной добычи, и составляет 3714,1 тыс.т. Это связано тем, что на данном крыле сосредоточены основные геологические и извлекаемые запасы нефти, и приходится большая часть фонда добывающих скважин. Основные показатели выработки запасов нефти по объектам основного и северо-западного полей представлены в таблице 3.2.17.

Таблица 3.2.17 – Основные показатели выработки запасов нефти в пределах горного отвода по объектам разработки

Наименование	Объекты				
	Юго-Восточное крыло			Северо-Западное крыло	В целом
	I	II	III	IV	
Начальные геологические запасы по категории $B+C_1$, тыс.т.	2 790	2 098	3 335	10 402	18 625
Начальные извлекаемые запасы по категории $B+C_1$, тыс.т.	730,2	672,1	1 112,3	5 325,8	7 840,4
Утвержденный КИН, доли ед.	0,262	0,320	0,334	0,512	0,421
Текущий КИН, доли ед.	0,160	0,230	0,190	0,357	0,283
Накопленная добыча нефти, тыс.т.	447,7	481,9	634,7	3714,1	5278,4
Отбор от НИЗ, %	61,3	71,7	57,1	69,7	67,3
Обводненность, %	79,8	74,3	79,0	80,6	80,0
Дебит нефти, т/сут	1,5	3,4	2,5	4,2	3,2
Кол, перебывавших в экспл. доб. скважин, ед.	42	22	45	88	155
Плотность сетки эксплуатационных скв, га/скв	8,6	7,4	3,5	3,2	-
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	282,5	190,2	477,6	1611,7	2562

I объект

На дату анализа накопленная добыча нефти в целом по объекту составляет 447,7 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 61,3%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 79,8%, дебит по нефти 1,5 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,160 доли ед., при утвержденном значении 0,262 доли ед. На дату анализа остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 282,5 тыс.т.

II объект

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 481,9 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 71,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 74,3%, дебит по нефти 3,4 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,230 доли ед. Плотность сетки составляет 7,4 га/скв. Остаточные извлекаемые запасы составили 190,2 тыс.т.

III объект

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 634,7 тыс.т., отбор от НИЗ на уровне 57,1%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 79,0%, дебит по нефти 2,5 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,190 доли ед., при утвержденном значении 0,334 доли ед. Плотность сетки 3,5 га/скв. На дату анализа остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 477,6 тыс.т.

IV объект

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 3714,1 тыс.т, отбор от НИЗ на уровне 69,7%, при этом обводненность

добываемой продукции находится на уровне 80,6%, дебит по нефти 4,2 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,357 доли ед., при утвержденном значении 0,512 доли ед. Плотность сетки 3,2 га/скв. На дату анализа остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 1611,7 тыс.т.

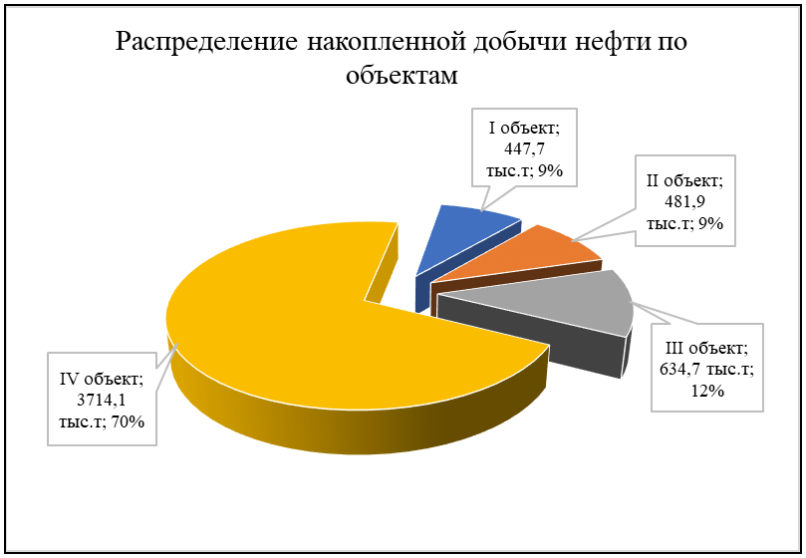


Рис. 3.2.27 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

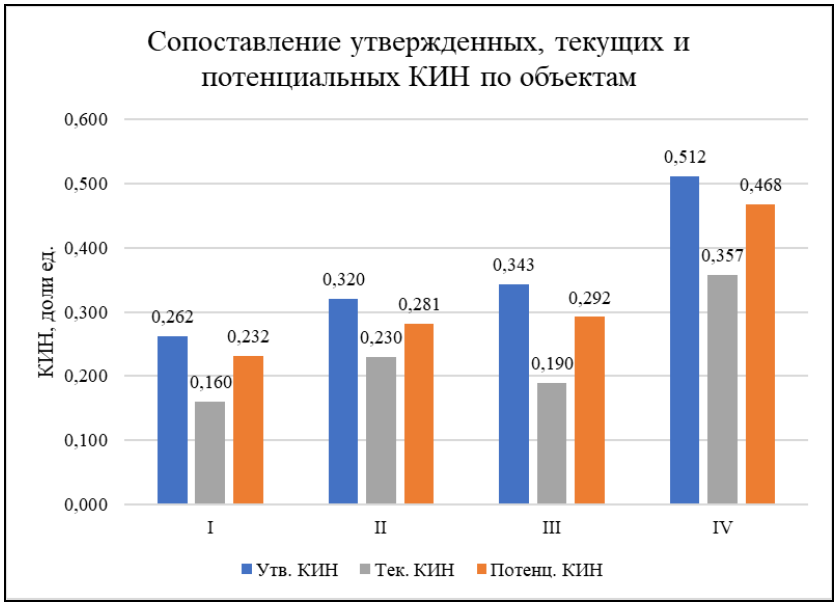


Рис. 3.2.28 - Распределение КИН по объектам разработки

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С и зависимость накопленной добычи от Ln (ВНФ). Анализ проведен на основе запасов Утвержденный ГКЗ «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Камышитовый Юго-Восточное Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2020г.» (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020г).

Построенные характеристики вытеснения на 01.01.2026г по каждому горизонту дифференцированно вышеуказанными способами приведены на рисунках 3.2.29 – 3.2.32.

Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН (таблица 3.2.18).

Таблица 3.2.18 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

Показатели	Объекты				В целом
	I	II	III	IV	
Утвержденные НГЗ, тыс.т	2 790	2 098	3 335	10 402	**18 625**
Утвержденные НИЗ, тыс.т	730	672	1 112	5 326	**7 840**
Утвержденный КИН, д.ед.	0,262	0,320	0,334	0,512	**0,421**
Накопленная добыча, тыс.т	447,7	481,9	634,7	3 714,1	**5 278**
Текущий КИН, д.ед.	0,160	0,230	0,190	0,357	**0,283**
Отбор от НИЗ, %	61,3	71,7	57,1	69,7	**67,3**
ОИЗ, тыс.т	283	190	478	1 612	**2 562**
Вовлеченные запасы, тыс.т	647	590	974	4 868	**7 079**
Потенциальный КИН, д.ед.	0,232	0,281	0,292	0,468	**0,380**
Потенциальные ОИЗ, тыс.т	200	108	339	1 154	**1 800**
Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.	660	615	972	4 772	**7 019**
	0,237	0,293	0,291	0,459	**0,377**
Методика Максимова М.И.	643	591	980	4 928	**7 142**
	0,230	0,282	0,294	0,474	**0,383**
Методика Сазонова Б.Ф.	636	573	958	4 886	**7 053**
	0,228	0,273	0,287	0,470	**0,379**
Методика Камбарова Г.С.	649	580	985	4 886	**7 100**
	0,233	0,276	0,295	0,470	**0,381**

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

Основываясь на полученных значениях потенциальных КИН по 4 эксплуатационным объектам, наблюдается недостижение утвержденных значений КИН, что говорит о том, что разработка месторождения с существующим фондом не позволит достичь желаемых результатов в перспективе. Для дальнейшей разработки месторождения и полноценной выработки запасов нефти, рекомендуется продолжить выполнение адресной программы, предусмотренной в рамках ПР-2022г, а также ввод из бурения добывающих скважин в соответствии графиком бурения.

Для I и II объектов разработки, для извлечения необходимых запасов нефти, нужно предусмотреть дострелы и переводы скважин с других объектов разработки, после их отработки запасов нефти на нижележащих продуктивных горизонтах. Для III объекта также нужно предусмотреть переводы скважин с других объектов разработки, ранее не работавшие на нижних интервалах, а также необходимо пробурить одну добывающую

скважину для уплотнения сетки скважин, а также увеличения охвата разрабатываемой площади. IV объект является единственном объектом, расположенный на северо-западном крыле, что затрудняет разработку в связи отсутствия возвратных скважин для дальнейшего перевода. Также к IV объекту приходится относительно наибольшее количество запасов нефти и для выработки запасов необходимо предусмотреть бурение проектных скважин, увеличение фонда нагнетательных скважин, путем перевода скважин из добывающего фонда.

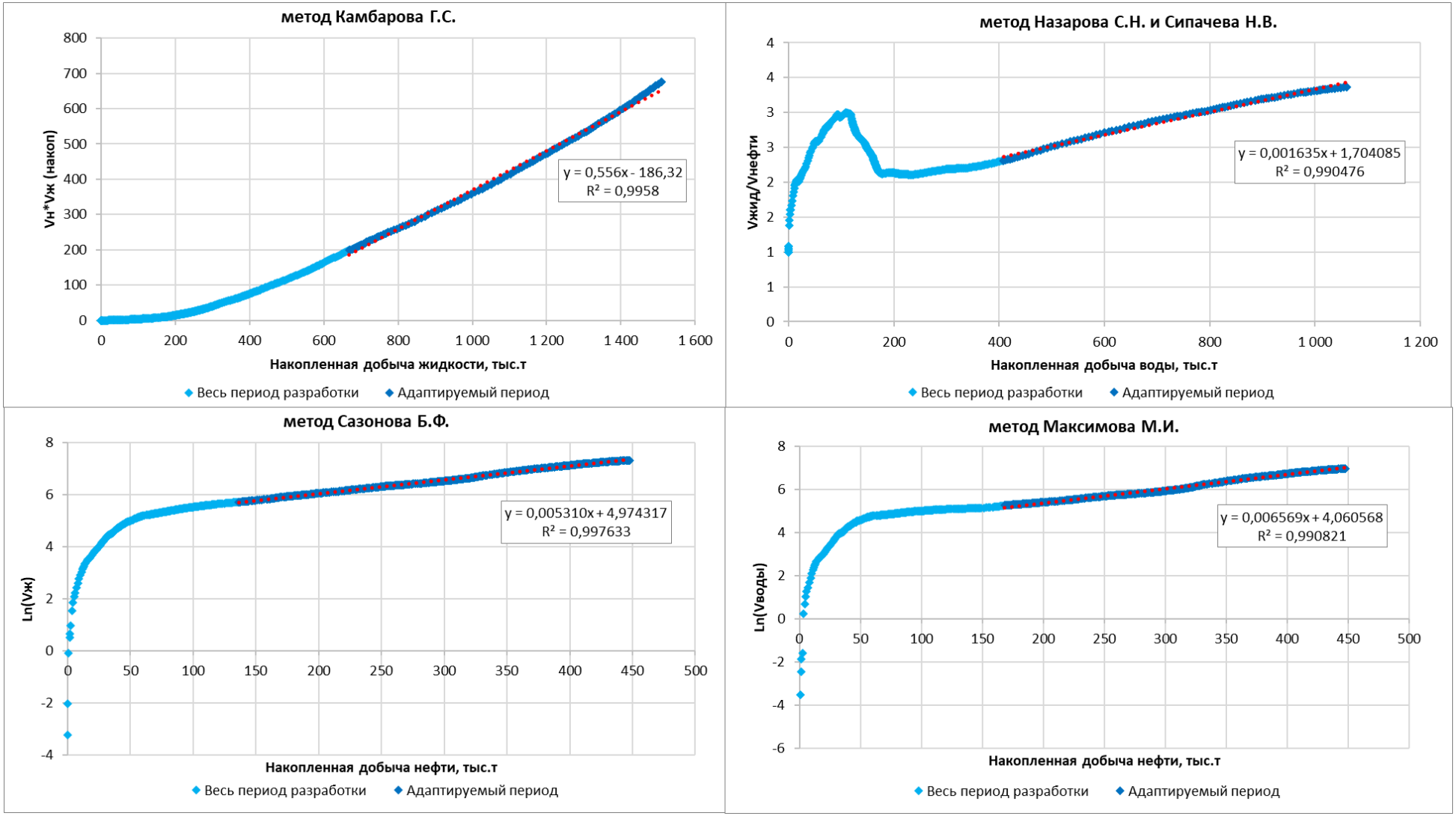


Рис. 3.2.29 - Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. I объект

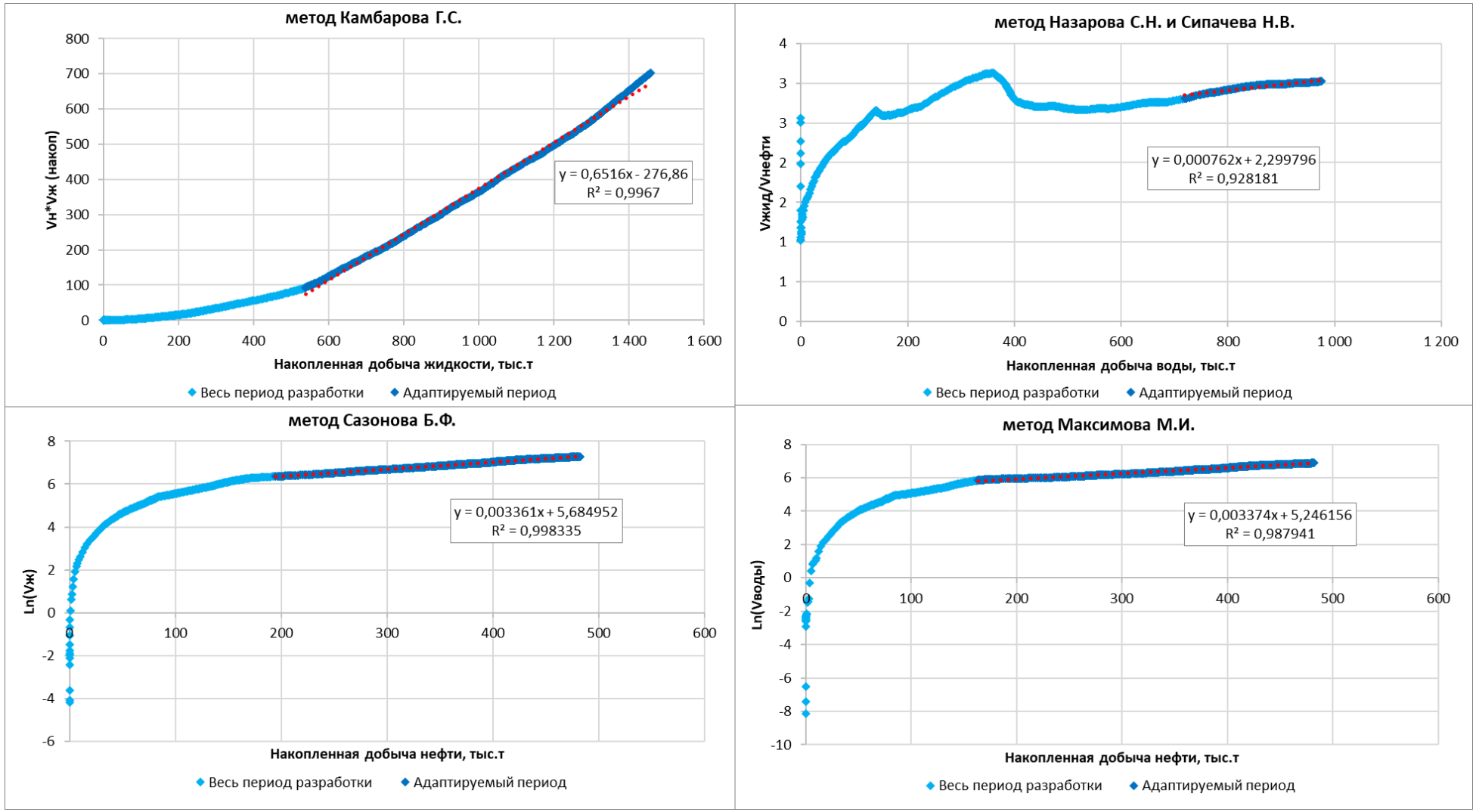


Рис. 3.2.30 - Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. II объект

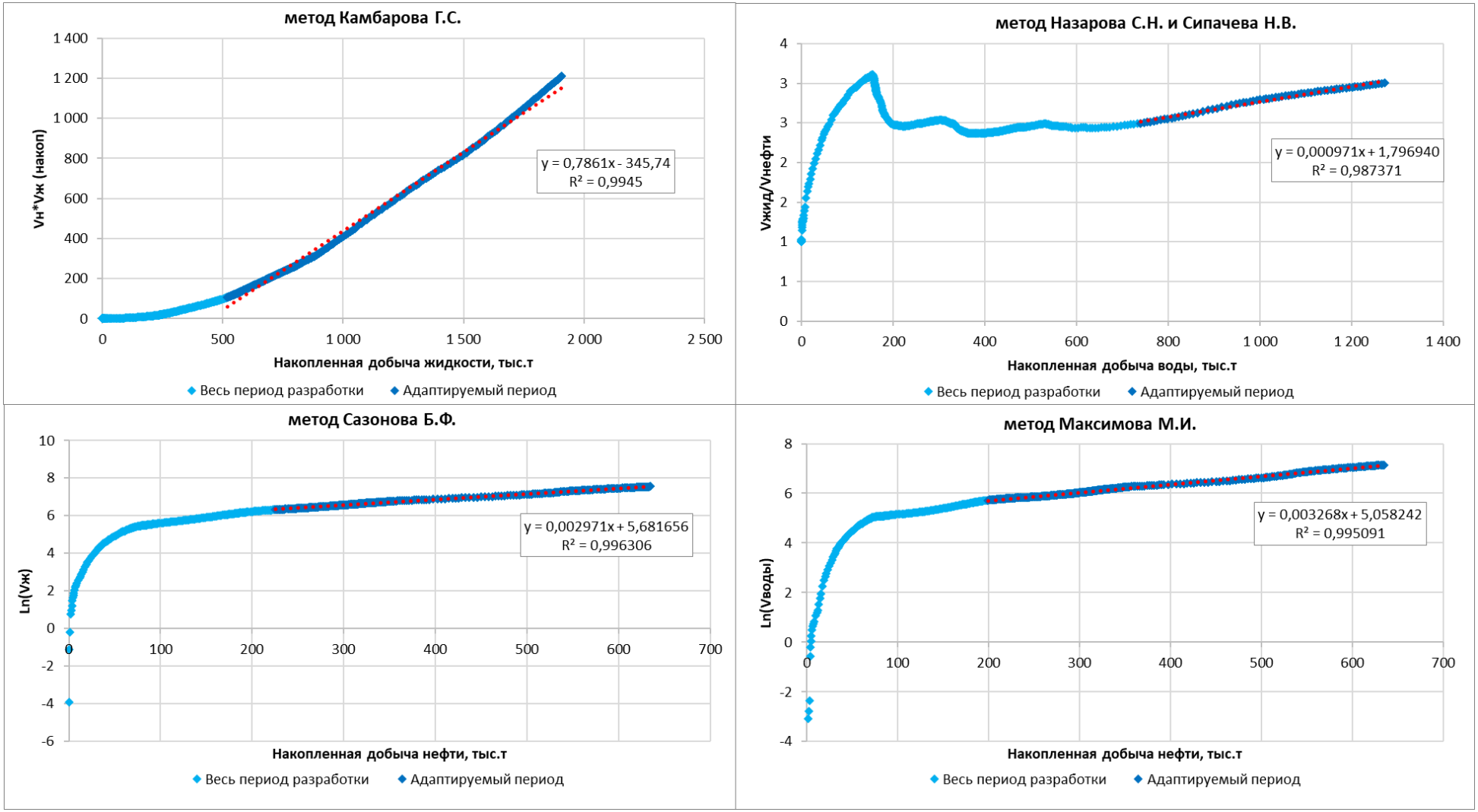


Рис. 3.2.31 - Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. III объект

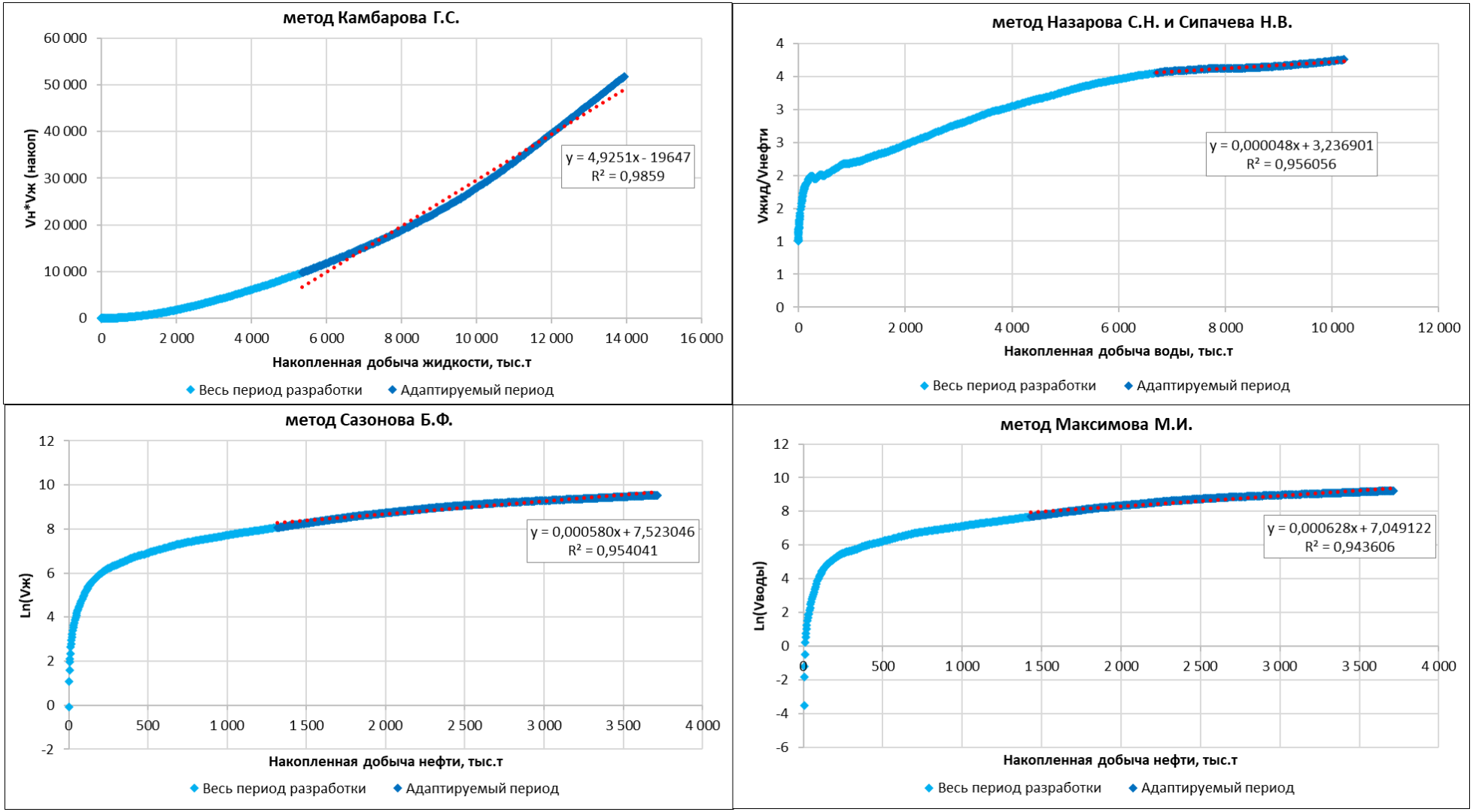


Рис. 3.2.32 - Характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С., Назарова С.Н. и Сипачева Н.В. IV объект

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 открыто в 1982гг, в промышленной разработке находится с 1987г. Нефтегазоносность установлена в альбских и юрских отложениях;

- В 2020г в связи с новой структурно-тектонической моделью, с целью уточнения геологического строения, утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения…» (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020г). В рамках Пересчета запасов утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям $B+C_1$ составили 19088,4 тыс.т и 8044 тыс.т, соответственно;

- В 2022г, на основе ПЗ-2020г был выполнен «Проект разработки…» по состоянию изученности на 01.01.2022г. (Протокол ЦКРР РК №32/2 от 6 октября 2022г). В рамках проекта был рассмотрен и согласован на 2022-2024гг. Выделение эксплуатационных объектов остается без изменения, за исключением добавления в состав III объекта VIII среднеюрского горизонта и IV объекта III альбского и IX среднеюрского горизонта. Таким образом выделение объектов выглядит следующим образом:

  - I объект – II (I+II пл.) + III альбские горизонты Ю-В. Крыла;
  - II объект – II и III среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;
  - III объект – IV, V, VI, VII и VIII среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;
  - IV объект – VII (I+IIпл.), VIII и IX среднеюрские+III альбский горизонт С-З. Крыла.

- Разработка всех объектов осуществляется на искусственном водонапорном режиме с реализацией системы ППД;

- На месторождении с отбором керна пробурено 18 скважин. После АР-2024 года в новых пробуренных скважинах керн не отбирался. По месторождению общая проходка составила 913,5 м, вынос керна – 290,25 м или 31,77% от проходки.

- За отчетный период после АР-24г. на юго-восточном крыле месторождения Камышитовое Юго-Восточное было отобрано: 1 проба воды (скв. №156) по горизонту II-al-2пласт; 1 проба воды (скв. №163) по горизонту III-al; 2 пробы воды (скв. №№164, 467) по горизонту III-J2 - IV-J2; 4 пробы воды (скв №№500, 443, 444, 442) по горизонту VII-J2-1 и 2 пласт. На северо-западном крыле месторождения было отобрано: 1 проба воды (скв.

№№131) по горизонту III-al; 3 пробы воды (скв. №№184, 193, 200) по горизонту VII-J2-1 пласт; 9 проб воды (скв №№471, 206, 137, 200, 473, 472, 447, 208) по горизонту VII-J2-2 пласт; 2 пробы воды (скв №№454, 204а) горизонт VIII-J2.

- За 2024-2025гг всего было проведено 11 исследовании КПД в 11 скважинах (№№15, 114, 124, 128, 129, 135, 166, 171, 173, 178, 437), 13 исследований МУО в 10 скважинах (№№136, 419, 420, 422, 435, 440, 446, 448, 451, 465) и 4 исследований КВД в 4 скважинах (№№13, 120, 443, 450). С начала разработки проведено 171 гидродинамических исследований, из них 51 исследований методами установившихся отборов (МУО), 83 на неустановившимся режиме КВУ, 30 КПД и 7 исследований КВД.

- За период 01.07.2024-01.01.2026гг были пробурены и введены в эксплуатацию 3 скважины на IV объект разработки Северо-Западного крыла, а также одна скважина на II объект.

- По состоянию на 01.01.2026г весь пробуренный фонд составил 182 скважин. В эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 114 ед., из которых 109 скважин находятся в действующем фонде, 2 скважины в простое, а 3 скважины — в бездействии. Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом (ШГН, УШВН). В консервации находятся скважины №№127, 500 и 501. В нагнетательном фонде числятся 21 скважина, из которых одна находится в бездействии. Фонд ликвидированных скважин составляет 28 ед., в том числе по геологическим причинам 27 скважин и по техническим 1 скважина. В наблюдательном фонде числятся 8 скважин, а в водозаборном 8 ед;

- Промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой за анализируемый период выполнены в 30 скважинах в количестве 34 исследований, из них в комплексе выполнены 31 исследования для определения текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов, технического состояния скважин и для определения качества цементирования скважин, а также 3 исследования для определения профиля притока работающих интервалов пластов-коллекторов.

- В процессе реализации АР-2024г было проведено 216 замеров статического уровня по 62 скважинам и 3742 замеров динамического уровня по 127 скважинам.

- Как показывает анализ сравнения проектных и фактических показателей разработки, в результате своевременно и успешно проводимых геолого-технических мероприятий, годовая добыча нефти за 2024-2025гг соответствуют проектным значениям.

- Накопленная добыча нефти по месторождению в целом составляет 5278,4 тыс.т, что соответствует текущему КИН – 0,283 доли ед. и выработке запасов 67,3%. Основная доля накопленной добычи приходится на IV объект разработки. Добыча нефти на 01.01.2026г в целом по месторождению 97,0 тыс.т составила, при средней обводненности продукции 80,6% и дебите нефти 4,2 т/сут.

- Основным объектом разработки является объект разработки Северо-Западного крыла, на долю которого приходится 56% всех геологических и более 68% всех извлекаемых запасов нефти месторождения, а также более 66% текущей и 70% накопленной добычи нефти;

- В рамках настоящей работы выполнен пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи.

Главной задачей регулирования процесса разработки является обеспечение условий и проведение мероприятий, способствующих максимальному извлечению нефти. К мероприятиям по регулированию процесса разработки относятся методы воздействия на залежь, усовершенствование существующей системы разработки.

На месторождении Камышитовое Юго-Восточное в период 2024-2025гг проводились следующие основные геолого-технические мероприятия:

- Ввод из бурения и из бездействия
- Дострел
- Перевод на другие объекты+МиниГРП (ПВЛГ+МиниГРП)
- Гидроразрыв пласта (ГРП)
- Глино-кислотная обработка (ГКО)
- Обработка ПЗС горячей нефтью
- Интенсификация добычи нефти (ИДН)
- Промывка песчаной пробки (ППП)
- Ремонтно-изоляционные работы (РИР)
- Перевод под закачку

За период 2024-2025гг в целях оптимизации работы скважин был проведен ряд геолого-технических мероприятии, такие как:

- Ввод из бурения – 4 операции
- Ввод из БД – 1 операция
- Дострел – 20 операции
- ПВЛГ – 6 операции
- ПВЛГ+МиниГРП – 1 операция

- МиниГРП – 5 операции
- ГРП – 2 операции
- ГКО – 1 операция
- Обработка ПЗС горячей нефтью – 76 операции
- ИДН – 115 операции
- ППП – 1 операция
- РИР – 23 операции
- Перевод под закачку – 2 операции

В таблице 3.2.19 представлено общее количество проведенных ГТМ и эффект в виде дополнительной добыче.

Таблица 3.2.19 – Сводная таблица эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки за анализируемый период

Вид ГТМ		2024	2025	Удельная добыча	Всего
Ввод из бурения	*кол-во, ед.*	*2*	*2*	**1 299**	***4***
	доп добыча, т	1 629	3 568		***5 197***
Ввод из бездействия (Ввод из БД)	*кол-во, ед.*	*1*	*0*	**22**	***1***
	доп добыча, т	22	0		***22***
Дострел	*кол-во, ед.*	*10*	*10*	**538**	***20***
	доп добыча, т	6 195	4 561		***10 756***
Перевод на другие объекты (ПВЛГ)	*кол-во, ед.*	*2*	*4*	**110**	***6***
	доп добыча, т	109	553		***663***
Перевод на другие объекты+МиниГРП (ПВЛГ+МиниГРП)	*кол-во, ед.*	*0*	*1*	**801**	***1***
	доп добыча, т	0	801		***801***
Мини гидроразрыв пласта (МиниГРП)	*кол-во, ед.*	*4*	*1*	**297**	***5***
	доп добыча, т	1 015	470		***1 485***
Гидроразрыв пласта (ГРП)	*кол-во, ед.*	*0*	*2*	**266**	***2***
	доп добыча, т	0	533		***533***
Глино-кислотная обработка (ГКО)	*кол-во, ед.*	*1*	*0*	**419**	***1***
	доп добыча, т	419	0		***419***
Обработка ПЗС горячей нефтью	*кол-во, ед.*	*40*	*36*	**-**	***76***
	доп добыча, т	0	0		**-**
Интенсификация добычи нефти (ИДН)	*кол-во, ед.*	*55*	*60*	**199**	***115***
	доп добыча, т	11 503	11 379		***22 881***
Промывка песчаной пробки (ППП)	*кол-во, ед.*	*0*	*1*	**707**	***1***
	доп добыча, т	0	707		***707***
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	*кол-во, ед.*	*11*	*12*	**530**	***23***
	доп добыча, т	3 281	8 914		***12 195***
Перевод под закачку	*кол-во, ед.*	*0*	*2*	**-**	***2***
	доп добыча, т	0	0		***0***
Всего	***кол-во, ед.***	***126***	***131***	**217**	***257***
	доп добыча, т	**24 172**	**31 486**		***55 658***

Как видно из таблицы 3.2.19 общая дополнительная добыча нефти за анализируемый период составила 55,658 тыс.т. Наибольшая дополнительная добыча приходится за счет проведения ИДН (всего 22,881 тыс.т за 115 операции), что объясняется преимущественным количеством проведенных операции.

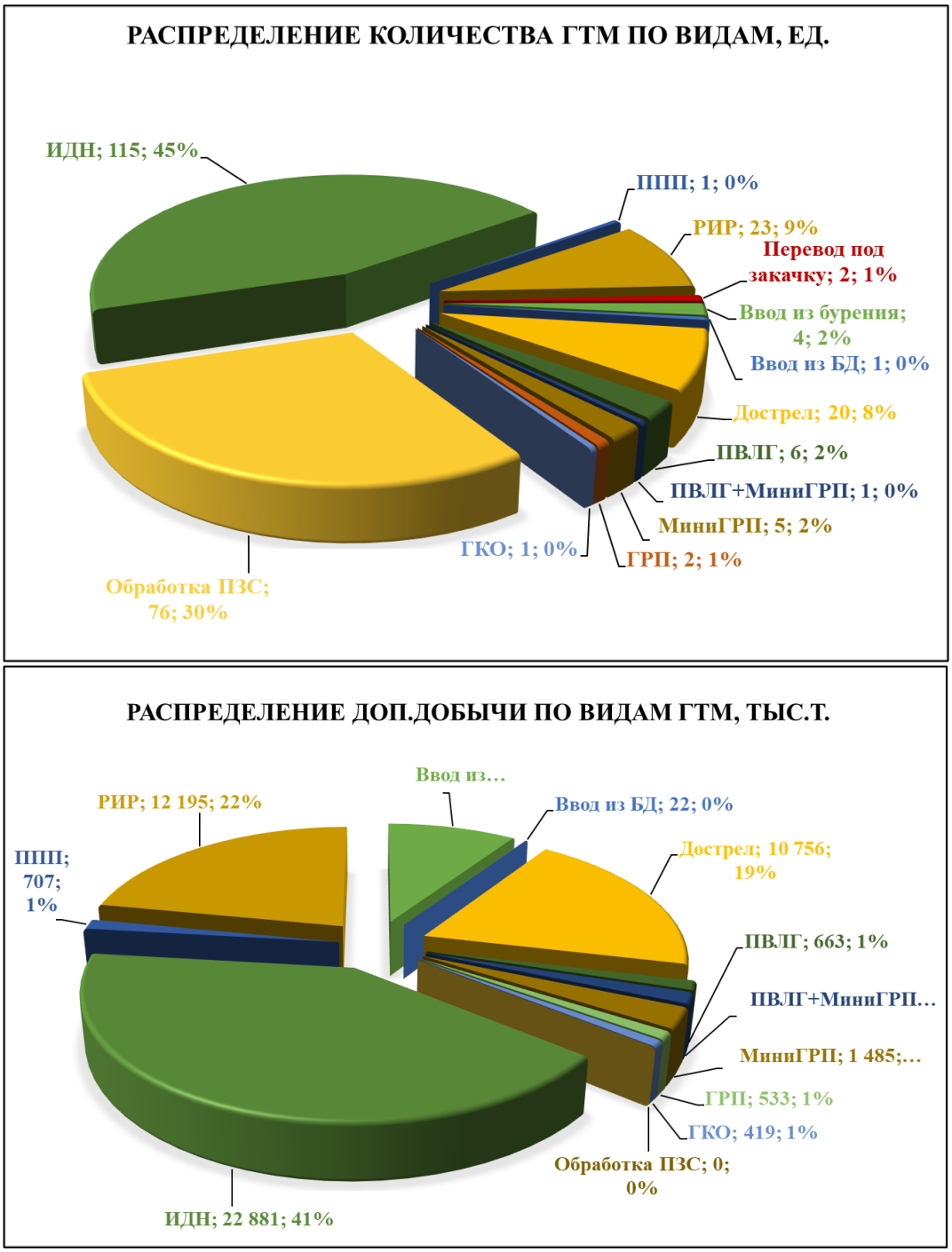


Рис. 3.2.33 – Распределение количества ГТМ и дополнительной добычи нефти

Фактически в 2025 г. был выполнен гидравлический разрыв пласта на 8 скважинах. По результатам мониторинга положительный технологический эффект зафиксирован только на 5 из них.

Таблица 3.2.20 – Сводная таблица эффективность мероприятий по ГРП за анализируемый период

№ скв	Вид ГТМ	Объект		Дата проведения		Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %	
		До	После	начало	конец	До	После	До	После
441	ПВЛГ+МиниГРП	III	I	26.06.2025	25.07.2025	0,3	2,8	73	35,2
440	МиниГРП	IV	IV	13.07.2025	31.07.2025	2,2	6,8	1,3	2,5
421	ГРП	IV	IV	20.07.2025	12.08.2025	3,4	1,8	6	9,9
439	ГРП	IV	IV	10.08.2025	25.08.2025	1,7	4,1	6	42,8
444	МиниГРП	III	III	19.08.2024	09.09.2024	0,6	9,1	94	13,3

448	МиниГРП	III	III	03.09.2024	24.09.2024	2,7	1,4	29	82,1
462	МиниГРП	III	III	14.09.2024	24.09.2024	3,5	6,1	9	32,4
467	МиниГРП	II	II	23.09.2024	30.09.2024	-	-	-	-

Наиболее значимый результат достигнут по скважине №444, где наблюдается стабильный прирост дебита нефти более чем на 8,5 т/сут. В то же время по скважинам №421 и №448 зафиксированы неоднозначные результаты ГТМ. На скважине №421 непосредственно после мероприятия наблюдалась отрицательная динамика в виде снижения дебита нефти более чем на 1,6 т/сут от базового значения. В последующем работа скважины временно стабилизировалась, и средний дебит за 10-дневный период показал существенный рост, достигнув 5,4 т/сут, однако на текущий момент зафиксировано 2,0 т/сут. Аналогичная ситуация характерна и для скважины №448: несмотря на то, что средний дебит за 10-дневный период после выхода на режим достигал 6,9 т/сут, текущий показатель 4,2 т/сут.

Как говорилось ранее, на месторождении стоит проблема с быстрым ростом значения обводненности скважин, что негативно сказывается на дебите нефти. Решение данного вопроса напрямую повлияет на дальнейшую продуктивную разработку месторождения. Как показывает практика, проведение ОВП, а также дополнительные дострелы новых интервалов, положительно влияют на рост дебита нефти и снижение обводненности, что в дальнейшем необходимо проводить во всех переходящих скважинах. Предварительно нужно оценить наличие запасов в интервалах насыщенных по ГИС путем опробования, в случае положительного эффекта произвести ранее упомянутые мероприятия.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки рассматриваемого месторождения 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 данного параметра.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющей воды, 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, с использованием схемы У. Стайлза, представляющей собой прямо пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитаны параметры $K_З$, F – коэффициент использования подвижных запасов нефти, суммарный отбор жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – доля вытесняющей воды в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитаны накопленная добыча и динамика добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей объектов разработки проведено на основе результатов прямых определений следующих параметров модели:

- q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину года, т/год;
- $\sum_{i-1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;
- $\sum_{i-1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный отбор жидкости за все предыдущие годы;

- $V_з^2$ – квадрат коэффициента вариации зональной неоднородности по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;
- $V_п^2$ – квадрат коэффициента вариации неоднородности пластов по проницаемости;
- $V_я^2$ – квадрат коэффициента вариации неоднородности сетки скважин по языкообразованию;
- $K_{прод.ср.}$ – средний коэффициент продуктивности;
- $K_{пр.ср.}$ – средний коэффициент проницаемости.

Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для естественного режима, так и для возможного этапа искусственного поддержания пластового давления, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для участка проведено в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учтены данные о физических свойствах пластовых флюидов. Средняя проницаемость коллекторов выделенных объектов разработки принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров модели проведена по фактическим промысловым данным для дальнейшего прогнозирования разработки.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемая адаптация к истории разработки, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

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

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

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости, производилось при известных амплитудных дебитах нефти $q_0(t)$, жидкости $q_F(t)$ и накопленном отборе жидкости на середину года $Q_{Fд}(t)$ по формуле:

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

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

После идентификации параметров по изложенной схеме получена адаптированная расчетная модель каждого эксплуатационного объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем, на базе полученной модели выполнен 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.

При выделении объектов разработки, состоящих из нескольких пластов, необходимо, чтобы выполнялись следующие геологические требования:

- объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в начальном пластовом давлении и температуре и т.д.;
- природные режимы пластов должны быть одинаковыми;
- пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов во избежание различий в характере перемещения жидкости в пластах с разной структурой пустотного пространства, в степени разрушения прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин и т.д.;
- желательно, чтобы пласты мало различались по проницаемости и неоднородности, что способствует приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притоку нефти из всех пластов при общем забойном давлении;
- между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков жидкости между соседними по разрезу объектами;
- вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой, что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти;
- нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки (например, нельзя объединять пласты с сернистой и бессернистой нефтью);
- эксплуатационный объект должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В соответствии с п. 108-109 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», выделение эксплуатационных объектов осуществляется с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде

оптимизационной задачи. В единые объекты эксплуатации объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Согласно проектному документу «Проект разработки…», утвержденный ЦКРР в 2022г, было выделено 4 эксплуатационных объектов разработки:

I объект – II (I+II пл.) + III альбские горизонты Ю-В. Крыла;

II объект –II и III среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;

III объект – IV, V, VI, VII и VIII среднеюрские горизонты Ю-В. Крыла;

IV объект – VII (I+IIпл.), VIII и IX среднеюрские+III альбский горизонт С-З. крыла.

В рамках данного отчета выделение объектов остается неизменным.

В таблице 3.4.1 приведены исходные геолого-физические характеристики выделенных объектов.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Юго-Восточное крыло														Северо-Западное крыло					
	I объект			ср.знач. по объекту	II объект		ср.знач. по объекту	III объект						ср.знач. по объекту	IV объект					ср.знач. по объекту
	K_1IIal-1пл	K_1 IIal-2 пл	III-al		II-J_2	III-J_2		IV-J_2	V-J_2	VI-J_2	VII-J_2-1 пл.	VII-J_2-2 пл.	VIII-J_2		III al	VII-J_2-1 пл.	VII-J_2-2 пл.	VIII-J_2	IX J_2	
Средняя глубина залегания, (кар.отм, м)	372	403	508		569	575		573	576	582	605	637	697		350	404	426	460	486	
Средняя отметка ВНК, м (абс.отм.)	-462	-490	-565		-630	-648		-637	-630	-655	-663	-691			-387	-455	-472	-493		
Тип залежи	Пластовые сводовые, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные																			
Площадь нефтеносности, тыс.м^2	4307	4388	1916	4388	1352	1992	1992	1289	1666	1346	1837	709	48	1837	302	3214	3306	1390	144	3306
Средняя общая толщина, м	23	12,1	6,4	41,5	13,9	15,2	29,1	12,9	11,5	15,8	16,5	17,7	22,5	96,9	6,3	16	24,8	25,6	22	94,7
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,4	4,1	3,2	12,7	9,3	9,4	18,7	5,6	5,4	6,6	6,7	11,3	16,1	51,7	2,3	6,6	14,6	13	7,6	44,1
Пористость, доли ед.	0,36	0,41	-	0,38	-	-	-	0,32	0,26	0,31	-	-	-	0,29	-	0,31	0,34	0,37	-	0,34
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,59	0,55	0,63	0,6	0,7	0,66	0,7	0,61	0,62	0,57	0,59	-	-	0,60	0,55	0,61	0,77	0,76	0,64	0,73
Проницаемость, *10^{-3}мкм^2 (по керну)	58,5	29,87	-	47,5	-	-	-	34	41,5	1392,3	-	-	-	550,3	-	1040	3740,2	6542,7	-	3876,1
Проницаемость, *10-3мкм2 (по ГДИС)	263,8	13,15	-		195,21	400,11		131	-	480,3	185,27	-	-		-	96,59	737,13	851,85	-	
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,23	0,35	0,6	0,3	0,66	0,59	0,63	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,72	0,5	0,52	0,41	0,64	0,6	0,32	0,6
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,3	2,7	1,5	3,4	2,5	2,7	2,6	2,7	2,3	2,8	3,1	2,6	5	2,8	1,4	3,3	3,6	3,7	3,3	3,5
Пластовая температура, ^{o}C	33,0*	33	35	33	34	35	34,5	35,0*	34	35	35	33,8	34	34,6	35*	32,6*	32,6	33,1	33,1*	32,7
Начальное пластовое давление, МПа	4,2	4,8	5,8		6,8	7		6,7	5,4	6,5	6	6,5	7,2		5,8*	5	5	5,4	5,4*	
Пластовое давление по ГДИС, МПа	4,1	4,5	5,1		5,8	6		6,0*	5,4	5,5	5,6	5,6*	7,1		4	5	5	5,4	5,4*	
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	52,8*	52,8	146,3	63,0	14,8	11,9	13,4	33,9*	33,9	24,4	-	4,2	3,5	26,2	22,3*	13,7*	13,7	6,2	6,2*	11,9
Плотность нефти в пластовых услов., кг/м^3	869*	869	914	873,9	842	890	864	854,0*	854	859	893	798	791	856,9	862*	837*	837	824	824*	834,0
Плотность нефти в поверхност. услов., кг/м^3	890	894	927	895,4	886	880	883	889*	889	891	906	830	825	885,9	881	886	882	871	871*	880,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,043*	1,043	1,012	1,040	1,080	1,02	1,052	1,061*	1,061	1,047	1,033	1,051	1,054	1,050	1,027*	1,069*	1,069	1,064	1,064*	1,068
Содержание серы в нефти, %	0,5	0,5	1,1	0,6	0,6	0,4	0,5	0,5*	0,5	0,5	0,8	0,2	0,2	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3*	0,4
Содержание парафина в нефти, %	1,3	1,0	1,4	1,2	0,3	1,6	0,9	0,8*	0,8	1,3	0,2	1,5	2,1	0,9	1,0	1,4	1,1	1,4	1,4*	1,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,8*	1,8	1,3	1,7	3,1	2,6	2,9	2,5*	2,5	1,9	1,4	1,5	1,4	2,0	0,9*	3,4*	3,4	2,8	2,8*	3,2
Газосодержание нефти, м^3/т	5,0*	5	3,5	4,8	10,1	5,2	7,8	11,8	11,8	12,3	10	10,1	10	11,3	7,3*	15,0*	15,0	16,9	16,9*	15,4
Начальные геологические запасы нефти В+C_1 (C_2), тыс.т	1533	952	305	2790	1115	983	2098	548	811	826	743	313	94	3335	48	2212	5620	2389	133	10402
	905	377	112	1394	70	152	222	8	15	147	270	109	(-)	549	292	90	177	19	(-)	578
Начальные извлекаемые запасы нефти В+C_1 (C_2), тыс.т	370	261	99	730	357	315	672	123	212	296	332	147	3	1113	23	1000,5	3078	1221	3,3	5325,8
	179	77	27,3	283	17	38	55	2,6	3	14	45	33	(-)	97,6	104	28	71	8	(-)	211
Коэффициент извлечения нефти, В+C_1 (C_2), доли ед.	0,241	0,274	0,325	0,262	0,32	0,321	0,320	0,231	0,262	0,367	0,45	0,473	0,032	0,334	0,479	0,452	0,548	0,511	0,023	0,512
	0,202	0,203	0,248	0,203	0,242	0,258	0,248	0,288	0,246	0,252	0,296	0,345	(-)	0,178	0,356	0,325	0,401	0,375	(-)	0,365

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящего дополнения к проекту, с целью обоснования оптимальной системы разработки и обеспечения рационального извлечения извлекаемых запасов, были рассмотрены два варианта.

Ниже приводится описание вариантов разработки для месторождения в целом и для каждого объекта месторождения отдельно.

Вариант 1 (базовый) предусматривает реализацию проектных решений АР-2024г (2025-2026гг) с корректировкой на текущее состояние. Предусмотрены перевод между объектами и дополнительные прострелы. Согласно 1 варианту рентабельный период разработки продлится до 2049г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 7015,0 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,377 доли ед. при утвержденном 0,421 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 89,5%.

Вариант 2 (рекомендуемый) дополнительно к первому варианту предусматривает бурение одной добывающей скважины, также переводы между объектами, дополнительные прострелы, скин ГРП, переводы под закачку и дополнительные ГТМы по существующему нагнетательному фонду. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2063г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 7840,2 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,421 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 100%.

Проведенный технико-экономический анализ показал, что несмотря на увеличение капитальных и операционных затрат, рекомендуемый 2 вариант обеспечивает более высокую эффективность разработки и характеризуется лучшими показателями экономической отдачи, что делает его предпочтительным для дальнейшей реализации.

Адресная программа рекомендуемых мероприятий по двум вариантам представлена в таблицах 3.4.2-3.4.3.

I объект

В рамках 1 варианта запланированы переводы скважин №№1, 164 из III объекта разработки на данный объект. Фонд добывающих скважин к концу рентабельного 2049 года составит 12 ед. Согласно 1 варианту накопленная добыча нефти составит 609,8 тыс.т, КИН при этом составит 0,219 доли ед. при утвержденном 0,262 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 83,5%.

Во 2 рекомендуемом варианте планируется перевод одной скважины (№430) из III объекта, также рассмотрены дополнительные прострелы в 4 скважинах. В рамках настоящего дополнения рассмотрены работы по оптимизации системы заводнения месторождения, согласно которому предусмотрен дополнительный прострел в

нагнетательной скважине №4 и перевод под закачку скважины №5 из добывающего фонда после отработки на нефть. Согласно второму варианту на конец рентабельного периода КИН по данному объекту достигнет 0,262 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 100%.

II объект

Согласно ***1 варианту*** накопленная добыча нефти составит 619,5 тыс.т, КИН при этом составит 0,295 доли ед. при утвержденном 0,320 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 92,2%.

В рамках 2 рекомендуемого варианта рассмотрен ремонтно-изоляционные работы и перфорация в скважине №169. Также дополнительный прострел в нагнетательной скважине №166. Согласно второму варианту на конец рентабельного периода КИН по данному объекту достигнет 0,320 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 100%.

III объект

В рамках 1 варианта рассмотрен дополнительный прострел в скважине №444. Фонд добывающих скважин к концу рентабельного 2049 года составит 10 ед. Согласно 1 варианту накопленная добыча нефти составит 906,0 тыс.т, КИН при этом составит 0,272 доли ед. при утвержденном 0,334 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 81,4%.

В рамках 2 рекомендуемого варианта программа расширяется за счет дополнительных простреловв четырех скважинах и одного перевода скважины №455 из III объекта. Планируется оптимизация системы заводнения вводом скважины №160 из ликвидированного фонда, также дополнительный прострел в нагнетательной скважине №177. Согласно второму варианту на конец рентабельного периода КИН по данному объекту достигнет 0,334 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 100%.

IV объект

Согласно ***1 варианту*** накопленная добыча нефти составит 4879,8 тыс.т, КИН при этом составит 0,469 доли ед. при утвержденном 0,512 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 91,6%.

В рамках 2 рекомендуемого варианта планируется бурение одной добывающей скважины №508 в 2027г, также по существующему добывающему фонду предусматриваются дополнительные простреловы в четырех скважинах, проведение ремонтно-изоляционных работ и ПВР трех скважинах. Дополнительно рассмотрен гидроразрыв пласта (ГРП) в двух скважинах, что позволяет повысить охват и увеличить вовлечение запасов в труднодренируемых участках.

По нагнетательному фонду рассмотрены следующие виды мероприятий: дополнительный прострел, дострел и реперфорация с разбуриванием до забоя. Также планируется оптимизация системы заводнения путем перевода 4 скважин из добывающего

фонда и ввода одной скважины №203 из ликвидированного фонда.

Согласно второму варианту на конец рентабельного периода КИН по данному объекту достигнет 0,512 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 100%.

Таблица 3.4.2 - Адресная программа проведения планируемых геолого-технических мероприятий. (Вариант 1)

№	Дата проведения ГТМ	Скважина	Вид мероприятий	Проектный объект	Ожидаемый дебит нефти, т/сут
1	2026	1	Перевод на др. об.	I	2,5
2	2029	164	Перевод на др. об.	I	2,5
3	2026	444	Доп. Прострел	III	2,5

Таблица 3.4.3 - Адресная программа проведения планируемых геолого-технических мероприятий. Вариант 2 (рекомендуемый)

№	Дата проведения ГТМ	Скважина	Вид мероприятий	Проектный объект	Ожидаемый дебит нефти, т/сут
1	2026	1	Перевод на др. об.	I	2,5
2	2026	13	Доп. Прострел	I	2,5
3	2026	167	Доп. Прострел	I	1,5
4	2027	508	Ввод скважины из бурения	IV	20,0
5	2027	170	РИР/Доп. Прострел	I	2,5
6	2029	164	Перевод на др. об.	I	2,5
7	2035	441	Доп. Прострел	I	2,5
8	2040	430	Перевод на др. об.	I	2,5
9	2026	169	РИР/ПВР	II	2,5
10	2026	432	РИР/Доп. Прострел	III	3
11	2026	444	Доп. Прострел	III	2,5
12	2026	446	РИР/Доп. Прострел	III	5
13	2026	455	Перевод на др. об.	III	2,5
14	2027	450	Доп. Прострел	III	6,5
15	2028	443	Доп. Прострел	III	2,5
16	2026	22	РИР/КРС по факту	IV	2,5
17	2026	136	Доп. Прострел	IV	3
18	2026	184	Доп. Прострел+ГРП	IV	4,5
19	2026	200	РИР/ПВР	IV	1,5
20	2027	453	Доп. Прострел+ГРП	IV	5
21	2028	420	РИР/Доп. Прострел	IV	2,5
22	2029		РИР/ПВР	IV	2
23	2026	4	Доп. Прострел	I	-
24	2030	5	Перевод под ППД	I	-
25	2026	166	Доп. Прострел	II	-
26	2026	177	Доп. Прострел	III	-
27	2027	160	Перевод под ППД	III	-
28	2026	129	Доп. Прострел	IV	-
29	2026	192	РИР, разбур до забоя, дострел	IV	-
30	2026	197	Перевод под ППД	IV	-
31	2026	201	Перевод под ППД	IV	-
32	2026	437	РИР, разбур до забоя, реперфорация	IV	-
33	2026	471	Перевод под ППД	IV	-
34	2027	21	Перевод под ППД	IV	-
35	2028	203	Перевод под ППД	IV	-

ГТМы в рамках 1 варианта

3.4.3 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем дополнений 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 Камышитовое Юго-Восточное разрабатывается уже продолжительное время, имеется большой объем геолого-промысловых данных, наблюдается стабильный и продолжительный период разработки на III 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 рамках настоящего дополнения предусматривается резервный фонд скважин в количестве 2 ед. (проектный фонд скважин 114 ед.).

- На Юго-Восточном крыле предусматривается бурение одной резервной скважины №509 с проектной глубиной до 700м;
- На Северо-Западном крыле предусматривается бурение одной резервной скважины №510 с проектной глубиной до 500м.

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

Общие положения

Настоящий раздел приводит подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, динамикой ввода новых скважин, порядком и темпами разбуривания, уровнями добычи УВ, способами эксплуатации и др.

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

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

Все расчеты проводились на основе фактических и 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.

Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть согласно маропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2031 изменяются с учетом инфляции 2,5%.

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Реализация по направлениям	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Ближнее зарубежье	%	15%	15%	16%	16%	16%

Дальнее зарубежье	%	31%	42%	44%	47%	47%
Внутренний рынок	%	54%	43%	40%	37%	37%
Транспортные тарифы по направлениям						
Ближнее зарубежье	тг/тонн	21793	21915	21893	21873	21850
Дальнее зарубежье	тг/тонн	33322	34406	34373	34373	34367
Внутренний рынок	тг/тонн	9752	10678	10824	10865	10922
Цены по направлениям						
Ближнее зарубежье с учетом скидки	тг/тонн	207619	207619	211507	211507	211507
Дальнее зарубежье		230259	231320	233442	233442	233442
Внутренний рынок	тг/тонн	94059	96673	99657	102571	107338
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений, а также на основе бюджета недропользователя на 2026-2030гг.:

- Бурение и обустройство скважин;
- Модернизация объектов на месторождении;
- ПИР по строительству;
- Закуп основных средств.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти. Нормативы производственных затрат определены на основе анализа данных по бюджету АО «Эмбамунайгаз» на 2026 год.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
-услуги производственного и непроизводственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- прочие расходы;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи нефти. Оплата труда персонала рассчитывалась исходя из численности персонала, рассчитанной по

нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

Услуги производственного и непроизводственного характера рассчитывались от фонда скважин.

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

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 таблице 3.5.2. При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027 г. - 5%, с 2031 г. - 2.5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом.

Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.2 - Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	21,51
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	152,70
Расходы на материалы	тг/тн.н	1314,37
Ремонт автодорог	тыс.тг/скв	71,90
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	1368,57
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	176,77
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	3522,08
НИР	тыс.тг/скв	856,12
Геофизические работы	тыс.тг/скв	244,96
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	3295,42
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	3350,49
Охрана труда	тыс.тг/скв	1161,09
Охрана объектов	тыс.тг/скв	1462,43
Аренда	тыс.тг/скв	1361,89
Страхование	тыс.тг/скв	527,41
Расходы на экологию	тыс.тг/скв	218,71
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	37,60
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	91,38
Услуги по хранению	тыс.тг/скв	0,67

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Услуги по информатизации	тыс.тг/скв	176,69
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг/скв	72,59
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг/скв	224,01
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Ликвидация	тыс.тг	8537,40
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	7507,87
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	19667,36
Перфорация	тыс.тг	1827,00
РИР	тыс.тг	20891,47
КРС	тыс.тг	28236,13
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	68250,00
ФОТ ОПП на 1работника ОПП в месяц	тг	2 037 265,66
Пособия и выплаты+путевки	тыс.тг/чел	2270,14
Плата за пользование зем участками	тыс.тг/год	957,09
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/год	1219,25
Капитальные вложения:		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	119 574

Таблица 3.5.3 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
1.	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2.	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3.	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4.	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контрактам на недропользование. Согласно контракту, на недропользование АО «Эмбамунайгаз» платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.5.5).
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.6).
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.7).
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов.
- Социальный налог по ставке -11%.
- Социальные отчисления - 5%.

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном

страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчислении упраздняется.

- ОСМС – 3%.

Таблица 3.5.4 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5
2.	До 500 000 тонн включительно	7
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18

Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.6 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85%, для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

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 2063г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в количестве 140,9 тыс.т приходится на 2027г, темп отбора от НИЗ при этом составит 1,8%. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2063г) составит 7840,2 тыс.т. Проектный уровень добычи жидкости составит 1002,5 тыс.т. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 95,5%. 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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	155	83,5	3	0	3	3	0	111	111	24	3,5	18,6	73,0
2027	1	1	0	156	84,0	1	1	4	4	0	108	108	26	3,7	22,9	80,8
2028	0	0	0	156	84,0	0	1	4	4	0	104	104	27	3,8	25,7	84,0
2029	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	101	101	27	3,8	27,5	86,2
2030	0	0	0	156	84,0	1	0	6	6	0	95	95	28	3,7	29,0	86,6
2031	0	0	0	156	84,0	0	0	4	4	0	91	91	28	3,7	30,6	85,8
2032	0	0	0	156	84,0	0	0	2	2	0	89	89	28	3,6	31,4	85,9
2033	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	89	89	28	3,5	32,2	87,4
2034	0	0	0	156	84,0	0	0	2	2	0	87	87	28	3,4	32,9	88,8
2035	0	0	0	156	84,0	0	0	4	4	0	83	83	28	3,3	33,5	87,9
2036	0	0	0	156	84,0	0	0	1	1	0	82	82	28	3,3	34,0	87,0
2037	0	0	0	156	84,0	0	0	2	2	0	80	80	28	3,2	34,8	87,6
2038	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	77	77	28	3,1	35,5	87,1
2039	0	0	0	156	84,0	0	0	6	6	0	71	71	28	3,1	36,3	84,1
2040	0	0	0	156	84,0	0	0	1	1	0	70	70	28	3,1	37,0	82,0
2041	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	67	67	28	3,0	37,5	80,8
2042	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	64	64	28	3,0	37,9	78,2
2043	0	0	0	156	84,0	0	0	8	8	0	56	56	28	3,0	39,0	73,8
2044	0	0	0	156	84,0	0	0	4	3	1	53	53	27	3,0	40,2	70,8
2045	0	0	0	156	84,0	0	0	4	4	0	49	49	27	3,0	42,1	70,6
2046	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	46	46	27	3,1	44,3	69,4
2047	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	43	43	27	3,1	45,9	67,6
2048	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	43	43	27	3,1	47,0	67,1
2049	0	0	0	156	84,0	0	0	4	4	0	39	39	27	3,1	48,2	65,6
2050	0	0	0	156	84,0	0	0	1	0	1	39	39	26	3,1	49,4	65,6
2051	0	0	0	156	84,0	0	0	3	3	0	36	36	26	3,0	50,0	64,8
2052	0	0	0	156	84,0	0	0	2	1	1	35	35	25	3,0	50,7	63,7
2053	0	0	0	156	84,0	0	0	1	1	0	34	34	25	3,0	51,3	63,9
2054	0	0	0	156	84,0	0	0	2	2	0	32	32	25	2,9	52,1	62,2
2055	0	0	0	156	84,0	0	0	3	2	1	30	30	24	2,9	53,3	61,2
2056	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	30	30	24	2,9	53,9	61,2
2057	0	0	0	156	84,0	0	0	3	2	1	28	28	23	2,8	54,5	61,2
2058	0	0	0	156	84,0	0	0	1	1	0	27	27	23	2,8	55,4	60,3
2059	0	0	0	156	84,0	0	0	1	1	0	26	26	23	2,8	56,1	58,8
2060	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	26	26	23	2,7	56,3	58,2
2061	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	26	26	23	2,7	56,2	58,1
2062	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	26	26	23	2,6	56,1	58,1
2063	0	0	0	156	84,0	0	0	0	0	0	26	26	23	2,5	56,0	58,1

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	135,1	1,7	5,3	5413,5	69,0	0,291	725,4	19539,1	81,4	590,3	14986,2	6,013	89,151
2027	140,9	1,8	5,8	5554,4	70,8	0,298	868,4	20407,5	83,8	727,5	15713,7	6,172	95,322
2028	140,1	1,8	6,1	5694,5	72,6	0,306	942,7	21350,2	85,1	802,6	16516,3	6,142	101,464
2029	133,5	1,7	6,2	5828,0	74,3	0,313	974,8	22325,0	86,3	841,3	17357,6	5,799	107,263
2030	126,0	1,6	6,3	5954,0	75,9	0,320	985,1	23310,1	87,2	859,0	18216,6	5,414	112,677
2031	118,8	1,5	6,3	6072,8	77,5	0,326	986,5	24296,6	88,0	867,7	19084,4	5,061	117,738
2032	111,9	1,4	6,3	6184,6	78,9	0,332	980,7	25277,3	88,6	868,8	19953,2	4,705	122,442
2033	107,6	1,4	6,5	6292,2	80,3	0,338	992,2	26269,5	89,2	884,6	20837,8	4,500	126,943
2034	103,7	1,3	6,7	6395,9	81,6	0,343	1002,5	27272,0	89,7	898,8	21736,7	4,331	131,274
2035	98,1	1,3	6,8	6494,0	82,8	0,349	987,3	28259,3	90,1	889,2	22625,8	4,038	135,312
2036	93,2	1,2	6,9	6587,2	84,0	0,354	973,7	29233,0	90,4	880,5	23506,4	3,770	139,082
2037	89,7	1,1	7,2	6676,9	85,2	0,358	975,6	30208,6	90,8	885,9	24392,3	3,626	142,708
2038	85,6	1,1	7,4	6762,5	86,3	0,363	966,4	31175,0	91,1	880,8	25273,1	3,452	146,160
2039	79,6	1,0	7,4	6842,1	87,3	0,367	930,2	32105,2	91,4	850,6	26123,6	3,198	149,358
2040	75,1	1,0	7,5	6917,2	88,2	0,371	904,6	33009,8	91,7	829,5	26953,2	2,991	152,349
2041	71,7	0,9	7,8	6988,9	89,1	0,375	889,5	33899,3	91,9	817,8	27771,0	2,819	155,167
2042	67,1	0,9	7,9	7056,0	90,0	0,379	858,8	34758,1	92,2	791,7	28562,7	2,601	157,768
2043	61,5	0,8	7,8	7117,5	90,8	0,382	808,4	35566,6	92,4	747,0	29309,6	2,362	160,129
2044	56,2	0,7	7,8	7173,7	91,5	0,385	758,6	36325,2	92,6	702,5	30012,1	2,135	162,264
2045	53,4	0,7	8,0	7227,1	92,2	0,388	742,6	37067,7	92,8	689,1	30701,2	2,004	164,269
2046	50,9	0,6	8,3	7278,0	92,8	0,391	728,1	37795,9	93,0	677,2	31378,4	1,895	166,164
2047	48,1	0,6	8,6	7326,1	93,4	0,393	707,4	38503,3	93,2	659,3	32037,7	1,790	167,954
2048	46,2	0,6	9,0	7372,3	94,0	0,396	701,3	39204,6	93,4	655,0	32692,8	1,731	169,685
2049	43,8	0,6	9,4	7416,2	94,6	0,398	684,1	39888,6	93,6	640,2	33333,0	1,652	171,337
2050	41,6	0,5	9,8	7457,8	95,1	0,400	668,3	40556,9	93,8	626,7	33959,7	1,578	172,914
2051	39,4	0,5	10,3	7497,1	95,6	0,403	648,2	41205,1	93,9	608,8	34568,5	1,468	174,382
2052	37,0	0,5	10,8	7534,1	96,1	0,405	623,2	41828,3	94,1	586,3	35154,8	1,349	175,732
2053	35,4	0,5	11,6	7569,5	96,5	0,406	613,0	42441,3	94,2	577,6	35732,4	1,289	177,021
2054	33,5	0,4	12,4	7603,1	97,0	0,408	595,8	43037,1	94,4	562,2	36294,6	1,210	178,231
2055	31,4	0,4	13,2	7634,5	97,4	0,410	572,0	43609,1	94,5	540,6	36835,2	1,120	179,351
2056	30,0	0,4	14,6	7664,5	97,8	0,412	561,1	44170,3	94,7	531,1	37366,3	1,068	180,419
2057	28,6	0,4	16,2	7693,0	98,1	0,413	547,2	44717,4	94,8	518,6	37885,0	1,001	181,420
2058	26,9	0,3	18,3	7720,0	98,5	0,414	528,0	45245,4	94,9	501,1	38386,0	0,924	182,344
2059	25,6	0,3	21,3	7745,6	98,8	0,416	514,7	45760,2	95,0	489,1	38875,1	0,865	183,209
2060	24,7	0,3	26,0	7770,3	99,1	0,417	508,0	46268,2	95,1	483,3	39358,5	0,825	184,034
2061	24,0	0,3	34,2	7794,3	99,4	0,418	507,1	46775,3	95,3	483,1	39841,6	0,800	184,834
2062	23,3	0,3	50,5	7817,6	99,7	0,420	506,2	47281,5	95,4	482,9	40324,5	0,776	185,610
2063	22,6	0,3	99,1	7840,2	100,0	0,421	505,3	47786,8	95,5	482,7	40807,2	0,753	186,363

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	43	1	7,1	0	0	0	0	0	22	22	4	1,6	8,6	42,6
2027	0	0	0	43	0	7,1	0	0	2	2	0	20	20	4	1,7	10,7	51,6
2028	0	0	0	43	0	7,1	0	0	1	1	0	19	19	4	1,7	12,1	54,0
2029	0	0	0	44	1	7,1	0	0	0	0	0	20	20	4	1,7	12,9	57,1
2030	0	0	0	44	0	7,1	1	0	3	3	0	17	17	5	1,8	14,0	52,7
2031	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	17	17	5	1,8	15,2	46,6
2032	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	17	17	5	1,7	15,6	48,0
2033	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	17	17	5	1,7	16,0	49,1
2034	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	16	16	5	1,7	16,5	48,9
2035	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	16	16	5	1,7	17,2	49,6
2036	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	16	16	5	1,7	18,0	51,7
2037	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	15	15	5	1,7	18,9	52,5
2038	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	14	14	5	1,8	20,0	51,9
2039	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	13	13	5	1,8	20,7	50,1
2040	0	0	0	45	1	7,1	0	0	0	0	0	14	14	5	1,8	20,9	50,4
2041	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	14	14	5	1,8	20,8	52,2
2042	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	14	14	5	1,7	21,0	52,7
2043	0	0	0	45	0	7,1	0	0	2	2	0	12	12	5	1,7	21,8	50,5
2044	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	12	12	5	1,7	22,6	48,5
2045	0	0	0	45	0	7,1	0	0	2	2	0	10	10	5	1,9	25,0	48,8
2046	0	0	0	45	0	7,1	0	0	1	1	0	9	9	5	2,0	28,2	47,7
2047	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	9	9	5	2,0	29,1	46,7
2048	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	9	9	5	2,0	29,2	46,9
2049	0	0	0	45	0	7,1	0	0	1	1	0	8	8	5	2,0	30,2	45,7
2050	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	2,0	31,3	44,6
2051	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	2,0	31,3	44,6
2052	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,9	31,4	44,7
2053	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,9	31,4	44,7
2054	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,8	31,4	44,7
2055	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,8	31,5	44,7
2056	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,7	31,5	44,7
2057	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,7	31,4	44,6
2058	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,6	31,4	44,6
2059	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,6	31,4	44,6
2060	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,5	31,4	44,5
2061	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,5	31,4	44,5
2062	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,5	31,3	44,4
2063	0	0	0	45	0	7,1	0	0	0	0	0	8	8	5	1,4	31,3	44,3

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

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	11,7	1,6	4,1	459,3	62,9	0,165	64,0	1572,5	81,8	61,6	1514,2	100,0	96,9	0,048	2,386
2027	12,4	1,7	4,6	471,7	64,6	0,169	78,0	1650,5	84,2	74,5	1588,7	100,0	97,0	0,051	2,437
2028	11,7	1,6	4,5	483,4	66,2	0,173	82,0	1732,5	85,7	78,0	1666,7	100,0	97,2	0,048	2,485
2029	11,6	1,6	4,7	495,0	67,8	0,177	87,2	1819,7	86,7	82,6	1749,3	100,0	97,3	0,048	2,533
2030	11,2	1,5	4,8	506,3	69,3	0,181	89,7	1909,3	87,5	84,8	1834,1	100,0	97,4	0,046	2,579
2031	10,5	1,4	4,7	516,8	70,8	0,185	89,3	1998,6	88,2	84,3	1918,3	100,0	97,5	0,043	2,622
2032	10,2	1,4	4,8	527,0	72,2	0,189	92,1	2090,7	88,9	86,7	2005,0	100,0	97,6	0,042	2,664
2033	10,0	1,4	4,9	537,0	73,5	0,192	94,4	2185,1	89,5	88,7	2093,7	100,0	97,7	0,041	2,705
2034	9,5	1,3	4,9	546,5	74,8	0,196	94,1	2279,2	89,9	88,3	2182,0	100,0	97,8	0,039	2,744
2035	9,4	1,3	5,1	555,9	76,1	0,199	95,6	2374,8	90,1	89,7	2271,7	100,0	97,9	0,039	2,782
2036	9,6	1,3	5,5	565,5	77,4	0,203	99,7	2474,6	90,4	93,5	2365,1	100,0	98,0	0,039	2,822
2037	9,3	1,3	5,7	574,8	78,7	0,206	101,3	2575,9	90,8	94,9	2460,0	100,0	98,1	0,038	2,860
2038	8,9	1,2	5,7	583,7	79,9	0,209	100,3	2676,2	91,1	93,8	2553,8	100,0	98,1	0,036	2,897
2039	8,3	1,1	5,7	592,0	81,1	0,212	96,9	2773,1	91,4	90,5	2644,2	100,0	98,2	0,034	2,931
2040	8,3	1,1	6,0	600,4	82,2	0,215	97,5	2870,6	91,5	91,1	2735,3	100,0	98,2	0,034	2,965
2041	8,5	1,2	6,6	608,9	83,4	0,218	101,0	2971,5	91,6	94,3	2829,6	100,0	98,3	0,035	3,000
2042	8,3	1,1	6,8	617,2	84,5	0,221	102,0	3073,6	91,9	95,2	2924,7	100,0	98,4	0,034	3,034
2043	7,7	1,1	6,8	624,9	85,6	0,224	97,9	3171,5	92,1	91,3	3016,0	100,0	98,4	0,032	3,065
2044	7,2	1,0	6,9	632,1	86,6	0,227	94,2	3265,7	92,3	87,7	3103,7	100,0	98,4	0,030	3,095
2045	7,0	1,0	7,2	639,2	87,5	0,229	94,7	3360,4	92,6	88,2	3191,9	100,0	98,5	0,029	3,124
2046	6,7	0,9	7,3	645,9	88,4	0,231	92,7	3453,1	92,8	86,2	3278,1	100,0	98,5	0,027	3,151
2047	6,4	0,9	7,6	652,2	89,3	0,234	90,8	3543,9	93,0	84,4	3362,5	100,0	98,6	0,026	3,177
2048	6,2	0,8	8,0	658,4	90,2	0,236	91,1	3635,1	93,2	84,7	3447,1	100,0	98,6	0,025	3,203
2049	5,9	0,8	8,2	664,3	91,0	0,238	88,9	3723,9	93,4	82,5	3529,7	100,0	98,6	0,024	3,227
2050	5,6	0,8	8,5	669,9	91,7	0,240	86,8	3810,7	93,5	80,5	3610,2	100,0	98,7	0,023	3,250
2051	5,5	0,7	9,1	675,4	92,5	0,242	87,0	3897,7	93,7	80,6	3690,8	100,0	98,7	0,022	3,272
2052	5,3	0,7	9,7	680,7	93,2	0,244	87,1	3984,8	93,9	80,7	3771,5	100,0	98,7	0,022	3,294
2053	5,2	0,7	10,4	685,9	93,9	0,246	87,2	4071,9	94,1	80,7	3852,3	100,0	98,7	0,021	3,315
2054	5,0	0,7	11,3	690,9	94,6	0,248	87,2	4159,2	94,2	80,8	3933,0	100,0	98,8	0,021	3,336
2055	4,9	0,7	12,4	695,8	95,3	0,249	87,2	4246,4	94,4	80,7	4013,8	100,0	98,8	0,020	3,356
2056	4,8	0,7	13,8	700,5	95,9	0,251	87,3	4333,7	94,6	80,7	4094,5	100,0	98,8	0,019	3,375
2057	4,6	0,6	15,6	705,1	96,6	0,253	87,2	4420,9	94,7	80,7	4175,1	100,0	98,8	0,019	3,394
2058	4,5	0,6	18,0	709,6	97,2	0,254	87,2	4508,1	94,8	80,6	4255,7	100,0	98,9	0,018	3,413
2059	4,4	0,6	21,3	714,0	97,8	0,256	87,2	4595,3	95,0	80,5	4336,2	100,0	98,9	0,018	3,431
2060	4,3	0,6	26,3	718,3	98,4	0,257	87,1	4682,4	95,1	80,4	4416,7	100,0	98,9	0,017	3,448
2061	4,1	0,6	34,8	722,4	98,9	0,259	87,0	4769,4	95,2	80,3	4497,0	100,0	98,9	0,017	3,465
2062	4,0	0,6	51,9	726,5	99,5	0,260	87,0	4856,4	95,4	80,2	4577,2	100,0	98,9	0,017	3,482
2063	3,9	0,5	100,0	730,4	100,0	0,262	86,9	4943,2	95,5	80,1	4657,3	100,0	99,0	0,016	3,498

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	22	0	9,8	0	0	1	1	0	6	6	4	3,8	16,6	37,8
2027	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	4,2	21,4	44,8
2028	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	4,1	23,2	48,3
2029	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	4,0	24,6	50,9
2030	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,8	25,7	53,0
2031	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,8	26,6	54,7
2032	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,7	27,4	56,2
2033	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,6	28,1	57,4
2034	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,5	28,6	58,5
2035	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,4	29,1	59,4
2036	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,3	29,6	60,2
2037	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,2	29,9	60,9
2038	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,1	30,3	61,5
2039	0	0	0	22	0	9,8	0	0	1	1	0	5	5	4	3,1	31,2	57,7
2040	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,1	32,1	54,2
2041	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,0	32,4	54,6
2042	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,9	32,5	54,8
2043	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,9	32,7	55,1
2044	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,8	32,9	55,3
2045	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,7	33,0	55,5
2046	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,7	33,1	55,6
2047	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,6	33,2	55,7
2048	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	5	5	4	2,5	33,3	55,8
2049	0	0	0	22	0	9,8	0	0	1	1	0	4	4	4	2,5	34,3	51,4
2050	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	4	4	4	2,5	35,4	47,4
2051	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	4	4	4	2,5	35,4	47,5
2052	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	4	4	4	2,4	35,5	47,5
2053	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	4	4	4	2,4	35,5	47,5
2054	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	4	4	4	2,3	35,5	47,4
2055	0	0	0	22	0	9,8	0	0	1	1	0	3	3	4	2,3	37,0	43,0
2056	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,4	38,9	38,9
2057	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,3	38,9	38,9
2058	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,3	38,8	38,9
2059	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,2	38,8	38,8
2060	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,2	38,8	38,8
2061	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,1	38,7	38,7
2062	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,1	38,7	38,7
2063	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	3	3	4	2,0	38,7	38,6

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,4	1,3	4,4	490,4	73,0	0,234	37,3	1494,9	77,4	54,7	1346,4	150,0	89,3	0,065	4,548
2027	8,7	1,3	4,8	499,0	74,3	0,238	44,6	1539,5	80,6	64,7	1411,2	150,0	91,0	0,066	4,614
2028	8,4	1,3	4,9	507,5	75,5	0,242	48,3	1587,8	82,5	69,7	1480,9	150,0	92,7	0,065	4,679
2029	8,2	1,2	5,0	515,7	76,7	0,246	51,2	1639,0	83,9	73,5	1554,5	150,0	94,4	0,063	4,742
2030	8,0	1,2	5,1	523,7	77,9	0,250	53,5	1692,5	85,0	76,6	1631,0	150,0	96,1	0,061	4,803
2031	7,8	1,2	5,3	531,5	79,1	0,253	55,4	1747,9	85,9	79,1	1710,1	150,0	97,7	0,060	4,863
2032	7,6	1,1	5,4	539,1	80,2	0,257	57,0	1804,9	86,7	81,2	1791,3	150,0	99,3	0,058	4,921
2033	7,4	1,1	5,6	546,5	81,3	0,260	58,4	1863,2	87,3	83,0	1874,3	150,0	100,8	0,057	4,978
2034	7,2	1,1	5,7	553,7	82,4	0,264	59,6	1922,8	87,9	84,5	1958,8	150,0	102,2	0,055	5,033
2035	7,0	1,0	5,9	560,8	83,4	0,267	60,6	1983,4	88,4	85,8	2044,6	150,0	103,6	0,054	5,087
2036	6,9	1,0	6,2	567,6	84,5	0,271	61,5	2044,9	88,9	87,0	2131,6	150,0	104,9	0,052	5,139
2037	6,7	1,0	6,4	574,3	85,4	0,274	62,3	2107,2	89,3	88,0	2219,6	150,0	106,2	0,051	5,190
2038	6,5	1,0	6,6	580,8	86,4	0,277	63,0	2170,2	89,7	88,8	2308,4	150,0	107,4	0,050	5,240
2039	5,9	0,9	6,5	586,7	87,3	0,280	59,2	2229,3	90,0	83,4	2391,8	150,0	108,5	0,045	5,285
2040	5,4	0,8	6,3	592,1	88,1	0,282	55,7	2285,0	90,3	78,4	2470,2	150,0	109,4	0,041	5,326
2041	5,2	0,8	6,5	597,3	88,9	0,285	56,1	2341,1	90,7	78,9	2549,0	150,0	110,4	0,040	5,366
2042	5,1	0,8	6,8	602,4	89,6	0,287	56,4	2397,5	91,0	79,3	2628,3	150,0	111,3	0,039	5,405
2043	5,0	0,7	7,1	607,4	90,4	0,290	56,7	2454,3	91,2	79,6	2707,9	150,0	112,1	0,038	5,443
2044	4,8	0,7	7,5	612,2	91,1	0,292	57,0	2511,3	91,5	79,9	2787,8	150,0	112,9	0,037	5,480
2045	4,7	0,7	7,9	617,0	91,8	0,294	57,2	2568,5	91,7	80,1	2868,0	150,0	113,7	0,036	5,517
2046	4,6	0,7	8,3	621,6	92,5	0,296	57,4	2625,8	92,0	80,3	2948,3	150,0	114,5	0,035	5,552
2047	4,5	0,7	8,9	626,0	93,1	0,298	57,5	2683,4	92,2	80,5	3028,8	150,0	115,2	0,034	5,586
2048	4,4	0,6	9,5	630,4	93,8	0,300	57,7	2741,0	92,4	80,6	3109,5	150,0	115,9	0,033	5,619
2049	3,9	0,6	9,4	634,3	94,4	0,302	53,2	2794,2	92,6	74,3	3183,7	150,0	116,5	0,030	5,649
2050	3,5	0,5	9,3	637,9	94,9	0,304	49,1	2843,3	92,8	68,6	3252,3	150,0	117,1	0,027	5,676
2051	3,4	0,5	10,0	641,3	95,4	0,306	49,2	2892,5	93,0	68,6	3320,9	150,0	117,6	0,026	5,703
2052	3,4	0,5	10,9	644,6	95,9	0,307	49,2	2941,7	93,2	68,6	3389,5	150,0	118,1	0,026	5,728
2053	3,3	0,5	11,9	647,9	96,4	0,309	49,2	2990,9	93,4	68,6	3458,1	150,0	118,6	0,025	5,753
2054	3,2	0,5	13,2	651,1	96,9	0,310	49,2	3040,1	93,5	68,6	3526,7	150,0	119,1	0,024	5,778
2055	2,8	0,4	13,4	653,9	97,3	0,312	44,6	3084,7	93,7	62,1	3588,8	150,0	119,5	0,022	5,799
2056	2,5	0,4	13,7	656,4	97,7	0,313	40,4	3125,2	93,8	56,3	3645,1	150,0	119,9	0,019	5,818
2057	2,4	0,4	15,5	658,8	98,0	0,314	40,4	3165,6	94,0	56,2	3701,3	150,0	120,3	0,019	5,837
2058	2,4	0,4	17,8	661,2	98,4	0,315	40,4	3206,0	94,1	56,2	3757,5	150,0	120,6	0,018	5,855
2059	2,3	0,3	21,2	663,5	98,7	0,316	40,4	3246,4	94,3	56,1	3813,6	150,0	121,0	0,018	5,873
2060	2,2	0,3	26,1	665,8	99,1	0,317	40,3	3286,7	94,4	56,0	3869,6	150,0	121,3	0,017	5,890
2061	2,2	0,3	34,5	667,9	99,4	0,318	40,3	3327,0	94,6	56,0	3925,6	150,0	121,6	0,017	5,907
2062	2,1	0,3	51,3	670,1	99,7	0,319	40,3	3367,3	94,7	55,9	3981,5	150,0	122,0	0,016	5,923
2063	2,1	0,3	100,0	672,2	100,0	0,320	40,2	3407,5	94,8	55,8	4037,3	150,0	122,3	0,016	5,939

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	44	1	25,8	0	0	1	1	0	19	19	3	2,9	13,8	32,7
2027	0	0	0	44	0	25,8	0	1	0	0	0	19	19	4	3,3	18,4	37,6
2028	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	18	18	4	3,4	21,3	36,5
2029	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	17	17	4	3,6	23,9	38,5
2030	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,6	25,8	40,2
2031	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,5	26,7	41,5
2032	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,4	27,5	42,6
2033	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,3	28,2	43,6
2034	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,2	28,7	44,4
2035	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,1	29,2	45,1
2036	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	17	17	4	3,0	29,7	45,7
2037	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	16	16	4	3,0	30,4	45,3
2038	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	4	2,9	31,0	44,9
2039	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	15	15	4	2,9	31,7	44,3
2040	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	14	14	4	3,0	33,5	43,7
2041	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	13	13	4	3,0	35,5	43,0
2042	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	13	13	4	3,0	36,3	42,4
2043	0	0	0	44	0	25,8	0	0	3	3	0	10	10	4	3,1	38,7	39,7
2044	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	10	10	4	3,2	41,5	37,2
2045	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	9	9	4	3,3	43,9	37,3
2046	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	9	9	4	3,4	46,4	37,4
2047	0	0	0	44	0	25,8	0	0	2	2	0	7	7	4	3,6	49,9	35,5
2048	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	7	7	4	3,8	54,0	33,8
2049	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	6	6	4	3,8	56,8	32,9
2050	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,9	59,8	32,0
2051	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,8	59,8	32,0
2052	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	6	6	4	3,7	59,8	32,0
2053	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	5	5	4	3,9	63,6	31,1
2054	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	4,0	67,7	30,2
2055	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,9	67,7	30,1
2056	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,8	67,6	30,1
2057	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,7	67,6	30,1
2058	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,6	67,5	30,0
2059	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,5	67,4	30,0
2060	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,4	67,4	29,9
2061	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,3	67,3	29,9
2062	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,2	67,2	29,8
2063	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	5	5	4	3,1	67,1	29,8

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	18,8	1,7	3,9	653,5	58,8	0,196	90,5	1997,7	79,3	35,5	1508,7	40,0	74,0	0,206	8,479
2027	21,6	1,9	4,7	675,0	60,7	0,202	120,9	2118,6	82,2	46,9	1555,6	40,0	72,2	0,237	8,716
2028	22,1	2,0	5,1	697,1	62,7	0,209	136,7	2255,3	83,9	52,7	1608,3	40,0	70,3	0,243	8,959
2029	21,6	1,9	5,2	718,7	64,6	0,215	145,0	2400,3	85,1	55,7	1664,0	40,0	68,6	0,237	9,196
2030	21,0	1,9	5,3	739,7	66,5	0,222	151,8	2552,1	86,2	58,1	1722,1	40,0	67,0	0,231	9,427
2031	20,4	1,8	5,5	760,1	68,3	0,228	157,4	2709,5	87,0	60,0	1782,1	40,0	65,5	0,225	9,652
2032	19,9	1,8	5,7	780,0	70,1	0,234	162,0	2871,5	87,7	61,6	1843,7	40,0	64,1	0,219	9,871
2033	19,4	1,7	5,8	799,4	71,9	0,240	166,0	3037,5	88,3	63,0	1906,7	40,0	62,9	0,213	10,084
2034	18,9	1,7	6,0	818,3	73,6	0,245	169,4	3206,9	88,9	64,2	1970,8	40,0	61,7	0,208	10,292
2035	18,4	1,7	6,3	836,7	75,2	0,251	172,3	3379,2	89,3	65,2	2036,0	40,0	60,7	0,202	10,494
2036	17,9	1,6	6,5	854,6	76,8	0,256	174,9	3554,0	89,8	66,0	2102,0	40,0	59,7	0,197	10,691
2037	17,1	1,5	6,6	871,7	78,4	0,261	173,5	3727,6	90,2	65,4	2167,4	40,0	58,8	0,188	10,879
2038	16,3	1,5	6,8	888,0	79,8	0,266	172,2	3899,7	90,5	64,8	2232,3	40,0	58,0	0,180	11,059
2039	15,6	1,4	6,9	903,6	81,2	0,271	170,2	4069,9	90,8	64,0	2296,3	40,0	57,3	0,171	11,230
2040	14,9	1,3	7,1	918,5	82,6	0,275	168,3	4238,2	91,1	63,2	2359,5	40,0	56,6	0,164	11,394
2041	14,2	1,3	7,3	932,7	83,9	0,280	165,7	4403,9	91,4	62,2	2421,7	40,0	56,0	0,156	11,550
2042	13,5	1,2	7,5	946,2	85,1	0,284	163,4	4567,3	91,7	61,3	2482,9	40,0	55,5	0,149	11,699
2043	12,3	1,1	7,4	958,5	86,2	0,287	153,1	4720,5	92,0	57,4	2540,3	40,0	55,0	0,135	11,835
2044	11,2	1,0	7,3	969,8	87,2	0,291	143,8	4864,2	92,2	53,8	2594,1	40,0	54,6	0,123	11,958
2045	10,9	1,0	7,7	980,7	88,2	0,294	144,3	5008,5	92,4	54,0	2648,1	40,0	54,2	0,120	12,078
2046	10,6	1,0	8,1	991,3	89,1	0,297	144,7	5153,2	92,6	54,1	2702,1	40,0	53,8	0,117	12,195
2047	9,8	0,9	8,1	1001,1	90,0	0,300	137,6	5290,8	92,9	51,4	2753,5	40,0	53,5	0,108	12,303
2048	9,1	0,8	8,2	1010,2	90,8	0,303	131,1	5421,9	93,1	48,9	2802,4	40,0	53,2	0,100	12,403
2049	8,6	0,8	8,4	1018,9	91,6	0,306	127,6	5549,5	93,2	47,6	2850,0	40,0	52,9	0,095	12,498
2050	8,2	0,7	8,7	1027,0	92,3	0,308	124,3	5673,8	93,4	46,3	2896,3	40,0	52,6	0,090	12,588
2051	8,0	0,7	9,3	1035,0	93,0	0,310	124,4	5798,2	93,6	46,3	2942,6	40,0	52,3	0,088	12,676
2052	7,7	0,7	10,0	1042,7	93,7	0,313	124,4	5922,6	93,8	46,3	2988,9	40,0	52,1	0,085	12,761
2053	7,3	0,7	10,5	1050,1	94,4	0,315	120,7	6043,4	93,9	44,9	3033,8	40,0	51,9	0,081	12,841
2054	6,9	0,6	11,1	1057,0	95,0	0,317	117,3	6160,7	94,1	43,6	3077,4	40,0	51,6	0,076	12,918
2055	6,8	0,6	12,2	1063,7	95,6	0,319	117,3	6278,0	94,2	43,6	3121,0	40,0	51,4	0,074	12,992
2056	6,6	0,6	13,5	1070,3	96,2	0,321	117,2	6395,2	94,4	43,5	3164,5	40,0	51,2	0,072	13,064
2057	6,4	0,6	15,3	1076,7	96,8	0,323	117,1	6512,3	94,5	43,5	3208,0	40,0	51,0	0,070	13,135
2058	6,2	0,6	17,5	1083,0	97,4	0,325	117,0	6629,4	94,7	43,4	3251,4	40,0	50,8	0,069	13,203
2059	6,1	0,5	20,7	1089,0	97,9	0,327	116,9	6746,3	94,8	43,3	3294,7	40,0	50,7	0,067	13,270
2060	5,9	0,5	25,4	1094,9	98,4	0,328	116,8	6863,0	94,9	43,3	3338,0	40,0	50,5	0,065	13,335
2061	5,8	0,5	33,2	1100,7	99,0	0,330	116,6	6979,7	95,1	43,2	3381,2	40,0	50,3	0,063	13,398
2062	5,6	0,5	48,3	1106,3	99,5	0,332	116,5	7096,2	95,2	43,1	3424,3	40,0	50,2	0,062	13,460
2063	5,5	0,5	91,1	1111,8	100,0	0,333	116,3	7212,5	95,3	43,0	3467,4	40,0	50,0	0,060	13,520

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	88	0	40,8	3	0	3	3	0	64	64	13	4,2	23,5	106,8
2027	1	1	0	89	0	41,3	1	0	2	2	0	63	63	14	4,5	28,4	111,3
2028	0	0	0	89	0	41,3	0	1	2	2	0	61	61	15	4,6	31,5	115,3
2029	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	3	0	58	58	15	4,5	33,6	116,1
2030	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	3	0	55	55	15	4,4	35,3	118,0
2031	0	0	0	89	0	41,3	0	0	4	4	0	51	51	15	4,4	37,3	118,9
2032	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	2	0	49	49	15	4,3	38,7	118,0
2033	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	49	49	15	4,2	39,6	119,9
2034	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	48	48	15	4,1	40,4	122,1
2035	0	0	0	89	0	41,3	0	0	4	4	0	44	44	15	4,0	41,4	119,6
2036	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	43	43	15	3,9	42,3	117,0
2037	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	43	43	15	3,8	42,8	117,6
2038	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	2	0	41	41	15	3,7	43,4	116,8
2039	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	3	0	38	38	15	3,6	44,2	113,0
2040	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	37	37	15	3,6	44,9	110,1
2041	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	2	0	35	35	15	3,5	45,5	107,5
2042	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	3	0	32	32	15	3,5	46,3	102,6
2043	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	3	0	29	29	15	3,5	47,5	95,7
2044	0	0	0	89	0	41,3	0	0	4	3	1	26	26	14	3,5	48,8	92,1
2045	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	25	25	14	3,5	50,5	92,3
2046	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	2	0	23	23	14	3,5	52,2	90,3
2047	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	22	22	14	3,5	54,1	87,6
2048	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	22	22	14	3,5	55,2	87,1
2049	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	21	21	14	3,4	55,7	86,2
2050	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	0	1	21	21	13	3,3	56,0	88,7
2051	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	3	0	18	18	13	3,3	57,6	88,0
2052	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	1	1	17	17	12	3,4	59,8	86,8
2053	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	17	17	12	3,3	60,4	88,4
2054	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	2	0	15	15	12	3,3	61,8	85,2
2055	0	0	0	89	0	41,3	0	0	2	1	1	14	14	11	3,4	64,3	85,6
2056	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	14	14	11	3,3	65,1	88,2
2057	0	0	0	89	0	41,3	0	0	3	2	1	12	12	10	3,4	67,4	89,5
2058	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	11	11	10	3,5	71,2	88,8
2059	0	0	0	89	0	41,3	0	0	1	1	0	10	10	10	3,6	74,4	85,6
2060	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	10	10	10	3,5	76,1	84,0
2061	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	10	10	10	3,4	75,9	84,0
2062	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	10	10	10	3,3	75,7	84,0
2063	0	0	0	89	0	41,3	0	0	0	0	0	10	10	10	3,2	75,5	84,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки IV 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	96,2	1,8	6,0	3810,3	71,5	0,366	533,6	14474,1	82,0	438,6	10616,8	84,4	73,0	5,694	73,737
2027	98,3	1,8	6,5	3908,6	73,4	0,376	624,9	15099,0	84,3	541,4	11158,2	89,7	73,7	5,818	79,555
2028	97,8	1,8	6,9	4006,4	75,2	0,385	675,6	15774,6	85,5	602,2	11760,4	92,7	74,5	5,786	85,341
2029	92,1	1,7	7,0	4098,6	77,0	0,394	691,5	16466,0	86,7	629,5	12389,9	95,1	75,3	5,451	90,792
2030	85,8	1,6	7,0	4184,4	78,6	0,402	690,1	17156,2	87,6	639,6	13029,5	97,1	76,2	5,076	95,868
2031	80,0	1,5	7,0	4264,4	80,1	0,410	684,4	17840,6	88,3	644,4	13673,9	99,0	77,0	4,733	100,601
2032	74,1	1,4	7,0	4338,5	81,5	0,417	669,6	18510,2	88,9	639,4	14313,2	100,6	77,8	4,385	104,986
2033	70,8	1,3	7,2	4409,3	82,8	0,424	673,4	19183,7	89,5	649,9	14963,2	101,9	78,6	4,190	109,176
2034	68,1	1,3	7,4	4477,4	84,1	0,430	679,4	19863,1	90,0	661,8	15625,0	103,0	79,4	4,029	113,205
2035	63,3	1,2	7,5	4540,7	85,3	0,437	658,8	20521,9	90,4	648,5	16273,5	104,3	80,2	3,744	116,949
2036	58,8	1,1	7,5	4599,5	86,4	0,442	637,7	21159,5	90,8	634,1	16907,6	105,5	80,9	3,481	120,430
2037	56,6	1,1	7,8	4656,1	87,4	0,448	638,5	21798,0	91,1	637,7	17545,3	106,1	81,6	3,348	123,779
2038	53,9	1,0	8,0	4710,0	88,4	0,453	630,9	22428,9	91,5	633,3	18178,6	106,8	82,3	3,186	126,965
2039	49,8	0,9	8,1	4759,8	89,4	0,458	604,0	23032,9	91,8	612,7	18791,4	108,0	82,9	2,947	129,912
2040	46,5	0,9	8,2	4806,3	90,2	0,462	583,2	23616,0	92,0	596,9	19388,2	109,1	83,5	2,752	132,664
2041	43,7	0,8	8,4	4850,0	91,1	0,466	566,7	24182,7	92,3	582,5	19970,7	109,7	84,1	2,587	135,251
2042	40,2	0,8	8,5	4890,2	91,8	0,470	537,0	24719,7	92,5	556,0	20526,7	110,6	84,7	2,379	137,630
2043	36,4	0,7	8,4	4926,7	92,5	0,474	500,6	25220,3	92,7	518,7	21045,4	110,8	85,2	2,156	139,786
2044	32,9	0,6	8,2	4959,5	93,1	0,477	463,7	25684,0	92,9	481,0	21526,4	111,0	85,6	1,945	141,731
2045	30,7	0,6	8,4	4990,3	93,7	0,480	446,3	26130,4	93,1	466,9	21993,3	112,0	86,1	1,819	143,550
2046	29,0	0,5	8,6	5019,3	94,2	0,483	433,4	26563,7	93,3	456,6	22449,9	112,9	86,5	1,716	145,266
2047	27,4	0,5	8,9	5046,7	94,8	0,485	421,5	26985,2	93,5	443,0	22892,9	112,7	86,9	1,621	146,887
2048	26,6	0,5	9,5	5073,3	95,3	0,488	421,4	27406,6	93,7	440,9	23333,8	112,3	87,2	1,572	148,460
2049	25,4	0,5	10,1	5098,7	95,7	0,490	414,5	27821,0	93,9	435,9	23769,6	112,9	87,6	1,503	149,962
2050	24,3	0,5	10,7	5123,0	96,2	0,492	408,1	28229,1	94,0	431,3	24200,9	113,6	88,0	1,438	151,400
2051	22,5	0,4	11,1	5145,5	96,6	0,495	387,6	28616,7	94,2	413,2	24614,1	114,6	88,3	1,332	152,732
2052	20,6	0,4	11,4	5166,0	97,0	0,497	362,5	28979,3	94,3	390,6	25004,8	115,9	88,6	1,217	153,949
2053	19,6	0,4	12,3	5185,7	97,4	0,499	355,9	29335,2	94,5	383,4	25388,2	115,9	88,9	1,162	155,111
2054	18,4	0,3	13,1	5204,1	97,7	0,500	342,0	29677,2	94,6	369,3	25757,5	116,3	89,2	1,089	156,200
2055	17,0	0,3	13,9	5221,1	98,0	0,502	322,9	30000,0	94,7	354,2	26111,7	118,2	89,5	1,004	157,204
2056	16,2	0,3	15,4	5237,2	98,3	0,503	316,2	30316,3	94,9	350,6	26462,3	119,5	89,8	0,957	158,161
2057	15,1	0,3	17,0	5252,3	98,6	0,505	302,4	30618,6	95,0	338,3	26800,5	120,7	90,1	0,893	159,054
2058	13,8	0,3	18,8	5266,2	98,9	0,506	283,4	30902,0	95,1	320,9	27121,4	122,2	90,4	0,819	159,873
2059	12,9	0,2	21,6	5279,1	99,1	0,508	270,3	31172,3	95,2	309,1	27430,6	123,5	90,7	0,763	160,636
2060	12,3	0,2	26,2	5291,3	99,4	0,509	263,8	31436,1	95,4	303,6	27734,2	124,3	91,0	0,725	161,361
2061	11,9	0,2	34,5	5303,2	99,6	0,510	263,1	31699,2	95,5	303,7	28037,8	124,7	91,2	0,703	162,064
2062	11,5	0,2	51,0	5314,7	99,8	0,511	262,5	31961,7	95,6	303,7	28341,5	125,1	91,5	0,681	162,745
2063	11,2	0,2	100,0	5325,9	100,0	0,512	261,9	32223,6	95,7	303,7	28645,2	125,5	91,8	0,661	163,406

Таблица 4.1.11 - Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

Наименование	Объекты			
	I	II	III	IV
1	*2*	*3*	*4*	*5*
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т	12,4	8,7	22,1	98,3
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	1,7	1,3	2,0	1,8
Год выхода на проектный уровень	2027	2027	2028	2027
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т	102,0	63,0	174,9	691,5
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. $м^3$/год	0,051	0,066	0,243	5,818
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	45	22	44	89
в том числе: добывающих	22	6	19	64
нагнетательных	5	4	4	15
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	0	0	0	1
в том числе: добывающих	0	0	0	1
нагнетательных	0	0	0	0
Накопленная добыча за проектный период, тыс.т				
нефти	282,7	190,2	477,0	1611,8
жидкости	3434,8	1949,9	5305,3	18283,1
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т				
нефти	730,4	672,2	1111,8	5325,9
жидкости	4943,2	3407,5	7212,5	32223,6
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,262	0,320	0,334	0,512
Средняя обводненность к концу разработки, %	95,5	94,8	95,3	95,7

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.

Так как выполнение контракных обязательств относится к каждому недропользователю отдельно такие пункты как Плотность сетки скважин, Коэффициент компенсации отборов, Соотношение добывающих и нагнетательных скважин, не отражают дейсвительности и носят лишь формальный характер.

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

В таблице 4.1.12 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.

Таблица 4.1.12 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№№ п/п	Параметры	Объекты			
		I	II	I Возвратный	II Возвратный
1	Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв	8,6	7,4	3,5	3,2
	Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв	8,6	7,4	3,5	
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	5:1	2:1	6:1	7:1
3	Коэффициент компенсации отборов, %	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1			
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	Рпл>Рнас; Рзаб≥Рнас	Рпл>Рнас; Рзаб≥Рнас	Рпл>Рнас; Рзаб>Рнас	Рпл>Рнас; Рзаб≥Рнас
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	ΔР=Рпл-Рзаб, где минимальное Рзаб≥Рнас			
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, $м^3/т$	4,1	7,7	11,0	59,2
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1			
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.$м^3$	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1			
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1			

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложение, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2063
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	**119 574**	0	119574	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин	**тыс.тг.**	**119 574**	**0**	**119574**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Углубление забоя скв.	тыс.тг.	**282 910**	282910	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**402 484**	**282910**	**119574**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**406 071**	282910	123162	0	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг.	**75 000**	0	75000	0	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	**16 000**	8000	8000	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	**127 045**	71817	19084	14862	10037	11245	0	0	0
Автодороги	тыс.тг.	**732 010**	0	0	0	714673	17337	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**83 670**	12448	19710	17556	17082	16873	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**145 887**	6870	30000	38930	40087	30000	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	**1 915 876**	504181	337530	347583	357956	368626	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**3 095 488**	**603317**	**489324**	**418932**	**1139834**	**444081**	**0**	**0**	**0**
ВСЕГО	тыс.тг.	**3 497 972**	**886227**	**608898**	**418932**	**1139834**	**444081**	**0**	**0**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**3 697 249**	**886227**	**627165**	**444068**	**1242419**	**497370**	**0**	**0**	**0**

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**20 977 444**	1 092 738	926 435	890 181	803 374	793 558	766 527	740 051	729 374	720 560	699 033	680 577	671 396
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**9 790 378**	274 832	306 999	323 668	330 048	325 963	320 045	320 836	328 857	329 503	322 213	326 289	326 289
Налог на имущество	тыс.тг.	**314 828**	5 883	14 647	19 279	27 138	34 158	32 205	27 375	23 269	19 779	16 812	14 291	12 147
Прочие налоги	тыс.тг.	**148 560**	2 176	2 285	2 399	2 519	2 645	2 711	2 779	2 849	2 920	2 993	3 068	3 144
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**69 175 915**	1 510 035	1 981 045	2 084 306	2 094 987	1 977 486	1 910 127	1 844 151	1 817 544	1 795 581	1 741 938	2 158 476	2 129 360
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**66 058 178**	1 994 170	2 592 723	2 697 298	2 709 682	2 557 705	2 410 323	2 270 313	2 364 898	2 279 338	2 157 309	2 206 746	2 123 882
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**26 941 518**	835 728	1 035 999	1 071 088	1 071 869	1 014 834	981 307	949 592	938 168	927 702	900 574	879 085	868 085
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	**887**	34	37	39	38	38	36	34	34	33	32	30	30
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**27 188 547**	1 410 407	1 655 815	1 717 366	1 570 177	1 456 491	1 407 267	1 331 871	1 246 875	1 231 501	1 198 211	1 008 808	902 251
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**2 338 893**	307 969	379 947	403 560	277 928	224 092	216 856	182 040	112 318	110 647	110 913	12 622	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**180 980 260**	**5 248 496**	**7 043 062**	**7 428 822**	**7 281 014**	**6 799 855**	**6 514 350**	**6 188 939**	**6 105 437**	**5 976 445**	**5 751 961**	**5 928 839**	**5 693 793**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**32 495 017**	1 130 564	1 183 126	1 166 846	1 312 122	1 152 221	1 038 788	1 022 652	1 028 173	1 024 225	1 000 068	993 876	1 060 381
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**11 517 574**	37 826	256 691	276 664	508 748	358 663	272 261	282 601	298 800	303 665	301 035	313 300	388 985
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**201 957 704**	**6 341 234**	**7 969 497**	**8 319 003**	**8 084 387**	**7 593 413**	**7 280 877**	**6 928 990**	**6 834 811**	**6 697 005**	**6 450 994**	**6 609 415**	**6 365 189**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
НДС (с выручки)	656 689	626 043	605 257	592 236	568 631	533 492	499 699	487 169	475 996	460 749	454 200	441 174	429 328	416 293
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	321 904	304 241	307 455	301 636	295 333	264 877	256 954	243 500	234 307	224 502	230 114	213 926	219 274	207 467
Налог на имущество	10 325	8 777	7 461	6 342	5 391	4 582	3 895	3 311	2 815	2 392	2 034	1 729	1 470	1 249
Прочие налоги	3 223	3 304	3 386	3 471	3 558	3 647	3 738	3 831	3 927	4 025	4 126	4 229	4 335	4 443
Рентный налог на экспорт нефти	2 082 715	1 985 520	1 919 598	1 878 300	2 061 070	1 933 706	1 811 219	1 765 803	1 833 133	1 774 417	1 749 194	1 699 032	1 653 409	1 791 824
Экспортная таможенная пошлина на нефть	2 026 690	2 019 627	1 904 948	1 818 503	1 817 000	1 663 139	1 614 783	1 535 895	1 550 187	1 463 935	1 407 928	1 408 319	1 337 076	1 331 432

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
НДПИ на добычу нефти	849 668	846 805	818 690	801 077	769 148	721 618	675 909	658 960	643 846	623 224	614 365	596 746	580 722	563 091
НДПИ на добычу газа	29	28	27	26	24	23	21	20	20	19	19	18	18	17
Корпоративный подоходный налог	883 289	825 339	769 239	758 055	638 664	647 990	558 482	575 525	541 656	536 794	501 643	510 804	459 631	416 018
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	**5 521 156**	**5 367 598**	**5 125 546**	**4 975 173**	**5 021 556**	**4 706 089**	**4 425 303**	**4 299 676**	**4 333 896**	**4 168 558**	**4 055 223**	**3 993 629**	**3 826 606**	**3 899 248**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	1 043 374	994 040	973 936	956 581	930 091	859 035	821 946	793 842	773 066	748 144	752 798	720 383	720 404	694 358
Возврат НДС Государством	386 685	367 997	368 678	364 345	361 460	325 543	322 247	306 673	297 070	287 395	298 598	279 208	291 077	278 065
Недисконированные поступления Государству	**6 177 845**	**5 993 641**	**5 730 803**	**5 567 409**	**5 590 187**	**5 239 582**	**4 925 002**	**4 786 845**	**4 809 891**	**4 629 307**	**4 509 423**	**4 434 804**	**4 255 934**	**4 315 542**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
НДС (с выручки)	400 800	393 246	381 974	366 816	358 992	350 240	338 709	330 497	325 908	324 532	323 164	321 804
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	206 747	205 861	198 595	190 837	195 608	187 132	184 960	182 562	187 126	191 804	196 599	201 514
Налог на имущество	1 062	903	767	652	555	471	401	341	290	246	209	178
Прочие налоги	4 554	4 668	4 785	4 904	5 027	5 153	5 281	5 413	5 549	5 688	5 830	5 975
Рентный налог на экспорт нефти	1 725 137	1 692 623	1 644 103	1 745 060	1 707 837	1 666 202	1 688 074	1 647 149	1 624 278	1 690 940	1 683 811	1 676 723
Экспортная таможенная пошлина на нефть	1 250 614	1 376 683	1 304 605	1 222 280	1 319 254	1 255 699	1 184 738	1 127 820	1 210 231	1 175 728	1 142 216	1 224 459
НДПИ на добычу нефти	542 135	531 917	516 669	496 167	485 584	473 746	458 148	447 041	440 834	438 973	437 122	435 282
НДПИ на добычу газа	16	16	15	14	14	14	13	12	12	12	12	12
Корпоративный подоходный налог	376 689	325 308	323 362	277 850	211 037	221 581	185 282	174 386	122 662	96 098	77 954	36 171
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	**3 706 155**	**3 744 733**	**3 610 928**	**3 570 949**	**3 565 924**	**3 459 757**	**3 368 188**	**3 254 227**	**3 265 073**	**3 274 956**	**3 220 590**	**3 258 510**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	682 520	676 942	659 026	637 248	639 795	622 213	611 582	603 375	608 360	611 581	619 562	627 773
Возврат НДС Государством	281 720	283 696	277 053	270 431	280 803	271 973	272 873	272 878	282 452	287 048	296 397	305 970
Недисконированные поступления Государству	**4 106 955**	**4 137 979**	**3 992 902**	**3 937 766**	**3 924 917**	**3 809 997**	**3 706 896**	**3 584 725**	**3 590 981**	**3 599 488**	**3 543 754**	**3 580 314**

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 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 экспорт	тыс. тонн	**1568,858**	61,548	80,022	83,250	83,632	78,942	74,393	70,071	67,376	64,938	61,462	58,380
на внутренний рынок	тыс. тонн	**975,036**	72,610	59,895	55,828	48,952	46,207	43,544	41,015	39,437	38,010	35,975	34,171
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн		223037,10	225056,01	227606,63	227727,44	227727,44	233420,63	239256,14	245237,55	251368,48	257652,70	264094,01
на внутренний рынок	тг/тонн		94059,00	96673,00	99657,00	102571,00	107338,00	110021,45	112771,99	115591,29	118481,07	121443,09	124479,17
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тыс.тг.	**460843126,4**	13727589,49	18009501,66	18948237,60	19045336,49	17977149,79	17364786,54	16765007,77	16523126,81	16323467,68	15835795,65	15417686,23
на внутренний рынок	тыс.тг.	**131109022,4**	6829609,92	5790217,51	5563634,03	5021084,71	4959736,97	4790791,35	4625317,68	4558584,86	4503500,67	4368956,26	4253603,56
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**591 952 148,83**	**20557199,42**	**23799719,17**	**24511871,63**	**24066421,20**	**22936886,76**	**22155577,89**	**21390325,45**	**21081711,67**	**20826968,34**	**20204751,91**	**19671289,79**

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	56,2	53,6	49,9	47,0	44,9	42,1	38,5	35,2	33,5	31,9	30,1	29,0	27,5
на внутренний рынок	32,9	31,4	29,2	27,5	26,3	24,6	22,5	20,6	19,6	18,7	17,6	17,0	16,1
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	270696,4	277463,8	284400,4	291510,4	298798,1	306268,1	313924,8	321772,9	329817,2	338062,7	346514,2	355177,1	364056,5
на внутренний рынок	127591,2	130780,9	134050,5	137401,7	140836,8	144357,7	147966,6	151665,8	155457,4	159343,9	163327,5	167410,6	171595,9
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	15209714,4	14876536,2	14182288,7	13711411,5	13416428,1	12881689,7	12085663,5	11320121,5	11036265,8	10783138,1	10437745,2	10289379,4	9994304,6
на внутренний рынок	4196226,0	4104305,0	3912768,3	3782857,4	3701474,1	3553944,5	3334327,9	3123121,6	3044808,3	2974972,6	2879681,8	2838749,0	2757340,4
Итоговый производственный доход	**19405940,4**	**18980841,3**	**18095057,0**	**17494268,9**	**17117902,3**	**16435634,1**	**15419991,4**	**14443243,1**	**14081074,1**	**13758110,8**	**13317426,9**	**13128128,4**	**12751645,0**

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	26,1	24,7	23,2	22,2	21,0	19,7	18,8	17,9	16,9	16,1	15,5	15,0	14,6	14,2
на внутренний рынок	15,3	14,4	13,6	13,0	12,3	11,5	11,0	10,5	9,9	9,4	9,0	8,8	8,5	8,3
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	373157,9	382486,9	392049,0	401850,3	411896,5	422193,9	432748,8	443567,5	454656,7	466023,1	477673,7	489615,5	501855,9	514402,3
на внутренний рынок	175885,8	180283,0	184790,0	189409,8	194145,0	198998,7	203973,6	209073,0	214299,8	219657,3	225148,7	230777,4	236546,9	242460,5
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	9725932,4	9430653,0	9079670,1	8908543,6	8653175,4	8309809,1	8132559,0	7934293,1	7673062,6	7487041,6	7383082,3	7351913,0	7320919,2	7290099,7
на внутренний рынок	2683298,9	2601833,9	2505000,8	2457788,5	2387334,7	2292603,0	2243701,2	2189001,4	2116930,2	2065608,7	2036927,2	2028327,9	2019777,0	2011274,2
Итоговый производственный доход	**12409231,4**	**12032486,9**	**11584670,9**	**11366332,1**	**11040510,2**	**10602412,1**	**10376260,2**	**10123294,5**	**9789992,8**	**9552650,4**	**9420009,5**	**9380240,9**	**9340696,2**	**9301373,9**

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

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	**81 577,34**	2 808,10	3 075,08	3 209,46	3 212,60	3 184,03	3 075,57	2 969,34
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	**599 307,16**	20 629,71	22 591,02	23 578,27	23 601,30	23 391,47	22 594,67	21 814,26
Затраты на материалы	тыс.тг.	**4 985 072,11**	171 599,14	187 913,46	196 125,39	196 317,03	194 571,61	187 943,83	181 452,26
Ремонт автодорог	тыс.тг.	**257 440,13**	8 196,04	8 373,25	8 466,29	8 633,17	8 526,33	8 371,51	8 392,21
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	**4 900 534,91**	156 016,82	159 390,16	161 161,16	164 337,90	162 304,01	159 356,91	159 750,93
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**632 968,32**	20 151,62	20 587,33	20 816,08	21 226,39	20 963,69	20 583,03	20 633,93
Ремонт скважин	тыс.тг.	**10 745 206,00**	314 046,35	358 574,72	368 828,73	370 514,82	346 307,83	367 565,99	389 321,56
НИР	тыс.тг.	**3 065 582,50**	97 598,01	99 708,23	100 816,10	102 803,34	101 531,02	99 687,44	99 933,92
Геофизические работы	тыс.тг.	**877 130,79**	27 924,94	28 528,73	28 845,71	29 414,30	29 050,27	28 522,77	28 593,30
Транспортные услуги	тыс.тг.	**11 800 152,90**	375 677,84	383 800,60	388 065,05	395 714,41	390 816,96	383 720,54	384 669,30

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**11 997 332,33**	381 955,38	390 213,87	394 549,58	402 326,76	397 347,47	390 132,48	391 097,09
Охрана труда	тыс.тг.	**4 157 604,32**	132 364,37	135 226,30	136 728,82	139 423,95	137 698,41	135 198,09	135 532,38
Охрана объектов	тыс.тг.	**11 380 301,27**	166 716,45	175 052,28	183 804,89	192 995,14	202 644,89	207 711,02	212 903,79
Аренда	тыс.тг.	**4 876 609,81**	155 255,13	158 611,99	160 374,35	163 535,57	161 511,62	158 578,91	158 971,00
Расходы на экологию	тыс.тг.	**783 156,13**	24 933,10	25 472,19	25 755,22	26 262,89	25 937,86	25 466,88	25 529,85
Командировочные расходы	тыс.тг.	**134 623,65**	4 285,97	4 378,64	4 427,29	4 514,56	4 458,69	4 377,73	4 388,55
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**80 628 813,59**	2 566 954,73	2 622 456,45	2 651 594,86	2 703 861,87	2 670 398,23	2 621 909,42	2 628 392,17
Затраты на персонал	тыс.тг.	**7 487 119,25**	238 365,11	243 518,95	246 224,72	251 078,19	247 970,78	243 468,16	244 070,14
Услуги по хранению	тыс.тг.	**2 405,85**	76,59	78,25	79,12	80,68	79,68	78,23	78,43
Потери нефти	тыс.тг.	**1 362 316,17**	45 239,58	47 065,32	47 695,20	49 116,19	48 327,17	47 345,40	47 100,22
Услуги по информатизации	тыс.тг.	**632 685,34**	20 142,61	20 578,12	20 806,77	21 216,90	20 954,32	20 573,83	20 624,70
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	**3 358 720,65**	44 006,77	56 949,13	65 972,01	72 608,02	77 846,21	80 600,86	82 720,58
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	**802 115,25**	25 536,70	26 088,84	26 378,72	26 898,68	26 565,78	26 083,40	26 147,89
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	**139 912,50**	68 250,00	71 662,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	**55 693,45**	22 523,62	15 766,53	8 277,43	0,00	9 125,87	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**92 703,60**	39 334,72	0,00	0,00	22 767,43	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**1 718 162,24**	25 612,20	35 857,08	37 649,93	29 649,32	62 263,58	42 546,78	21 805,22
Перфорация	тыс.тг.	**39 701,14**	27 405,00	5 755,05	4 028,54	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**168 160 755,53**	**5 354 953,86**	**5 339 853,04**	**5 348 053,69**	**5 465 771,56**	**5 384 615,23**	**5 296 134,14**	**5 307 559,99**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**9 790 377,98**	274 832,23	306 999,12	323 668,19	330 048,19	325 963,43	320 044,62	320 835,94
Налог на имущество	тыс.тг.	**314 828,48**	5 882,82	14 647,13	19 278,52	27 137,78	34 158,18	32 205,26	27 374,64
Земельный налог	тыс.тг.	**65 332,61**	957,09	1 004,95	1 055,20	1 107,96	1 163,35	1 192,44	1 222,25
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**83 227,40**	1 219,25	1 280,21	1 344,22	1 411,43	1 482,00	1 519,05	1 557,03
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**26 941 517,52**	835 727,62	1 035 998,78	1 071 087,79	1 071 869,34	1 014 833,69	981 306,63	949 591,72
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	**886,82**	34,42	37,10	38,76	38,43	37,67	36,10	34,40
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**205 356 926,33**	**6 473 607,29**	**6 699 820,33**	**6 764 526,37**	**6 897 384,68**	**6 762 253,57**	**6 632 438,25**	**6 608 175,97**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**87 023 763,86**	2 532 644,81	3 160 644,24	3 251 306,37	3 218 021,47	3 068 976,91	2 964 437,05	2 862 045,56
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**69 175 914,69**	1 510 034,84	1 981 045,18	2 084 306,14	2 094 987,01	1 977 486,48	1 910 126,52	1 844 150,85
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**66 058 178,12**	1 994 170,03	2 592 722,81	2 697 297,90	2 709 681,81	2 557 705,18	2 410 322,91	2 270 312,67
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**222 257 856,68**	**6 036 849,68**	**7 734 412,24**	**8 032 910,41**	**8 022 690,29**	**7 604 168,56**	**7 284 886,48**	**6 976 509,09**
Общие и административные расходы									
Административные расходы	тыс.тг.	**21 567 739,31**	686 645,48	701 491,87	709 286,22	723 267,35	714 316,02	701 345,54	703 079,64
Другие административные расходы	тыс.тг.	**21 567 739,31**	686 645,48	701 491,87	709 286,22	723 267,35	714 316,02	701 345,54	703 079,64
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**3 123 687,47**	**172 506,72**	**175 659,78**	**173 863,59**	**178 060,96**	**164 088,75**	**152 414,84**	**147 280,56**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Страхование	тыс.тг.	**925 041,82**	60 125,25	61 425,25	62 107,76	63 332,00	62 548,18	61 412,44	61 564,28
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**36 972,49**	8 862,27	6 271,65	4 440,68	12 424,19	4 973,70	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**1 198 162,99**	103 519,21	107 962,87	107 315,16	102 304,78	96 566,86	91 002,40	85 716,28
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**246 949 283,45**	**6 896 001,89**	**8 611 563,88**	**8 916 060,22**	**8 924 018,60**	**8 482 573,33**	**8 138 646,87**	**7 826 869,29**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**452 306 209,78**	**13 369 609,18**	**15 311 384,21**	**15 680 586,59**	**15 821 403,28**	**15 244 826,90**	**14 771 085,11**	**14 435 045,26**
Доходы (убытки)									
Производственный доход	тыс.тг.	**591 952 148,83**	20 557 199,42	23 799 719,17	24 511 871,63	24 066 421,20	22 936 886,76	22 155 577,89	21 390 325,45
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**452 306 209,78**	13 369 609,18	15 311 384,21	15 680 586,59	15 821 403,28	15 244 826,90	14 771 085,11	14 435 045,26
Операционный доход	**тыс.тг.**	**139 645 939,06**	**7 187 590,24**	**8 488 334,96**	**8 831 285,04**	**8 245 017,92**	**7 692 059,87**	**7 384 492,78**	**6 955 280,19**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**3 637 466,04**	45 561,74	82 444,57	108 508,80	180 418,15	201 848,08	190 186,86	179 116,30
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**136 008 473,02**	**7 142 028,50**	**8 405 890,39**	**8 722 776,25**	**8 064 599,77**	**7 490 211,78**	**7 194 305,92**	**6 776 163,90**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**3 703 201,68**	135 557,21	209 260,05	244 454,54	394 130,91	409 604,45	348 155,58	295 927,01
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**135 942 737,38**	7 052 033,04	8 279 074,91	8 586 830,50	7 850 887,01	7 282 455,42	7 036 337,20	6 659 353,18
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	**135 942 737,38**	7 052 033,04	8 279 074,91	8 586 830,50	7 850 887,01	7 282 455,42	7 036 337,20	6 659 353,18
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**27 188 547,48**	1 410 406,61	1 655 814,98	1 717 366,10	1 570 177,40	1 456 491,08	1 407 267,44	1 331 870,64
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	**108 819 925,55**	5 731 621,90	6 750 075,41	7 005 410,15	6 494 422,37	6 033 720,70	5 787 038,48	5 444 293,26
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**2 338 892,94**	307 968,77	379 946,73	403 560,48	277 927,78	224 092,13	216 856,01	182 040,15
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**106 481 032,61**	**5 423 653,13**	**6 370 128,68**	**6 601 849,66**	**6 216 494,59**	**5 809 628,57**	**5 570 182,47**	**5 262 253,11**

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	2 926,50	2 891,14	2 804,77	2 730,71	2 693,88	2 634,87	2 511,90	2 428,50	2 376,26	2 281,55	2 140,56
Затраты на химреагенты	21 499,53	21 239,73	20 605,19	20 061,15	19 790,54	19 357,02	18 453,68	17 840,98	17 457,16	16 761,37	15 725,60
Затраты на материалы	178 834,32	176 673,35	171 395,15	166 869,83	164 618,90	161 012,82	153 498,79	148 402,35	145 209,67	139 422,05	130 806,44
Ремонт автодорог	8 602,01	8 618,93	8 428,22	8 534,84	8 534,84	8 420,15	7 958,14	8 042,20	7 889,98	7 725,11	6 928,46
Ремонт зданий и сооружений	163 744,70	164 066,67	160 436,46	162 466,08	162 466,08	160 282,94	151 488,19	153 088,42	150 190,67	147 052,36	131 887,59
Ремонт прочего оборудования	21 149,77	21 191,36	20 722,47	20 984,62	20 984,62	20 702,64	19 566,69	19 773,38	19 399,09	18 993,74	17 035,01
Ремонт скважин	421 404,96	399 324,45	365 927,36	406 079,91	393 443,75	374 564,88	312 103,56	350 095,28	345 675,41	336 577,62	224 977,75
НИР	102 432,26	102 633,67	100 362,76	101 632,41	101 632,41	100 266,72	94 765,07	95 766,11	93 953,40	91 990,19	82 503,70
Геофизические работы	29 308,13	29 365,76	28 716,00	29 079,27	29 079,27	28 688,52	27 114,38	27 400,80	26 882,14	26 320,42	23 606,13
Транспортные услуги	394 286,03	395 061,32	386 320,02	391 207,20	391 207,20	385 950,35	364 773,21	368 626,44	361 648,87	354 092,03	317 576,29
Техобслуживание и содержание ОС	400 874,52	401 662,75	392 775,39	397 744,23	397 744,23	392 399,54	370 868,53	374 786,16	367 691,99	360 008,87	322 882,96
Охрана труда	138 920,68	139 193,84	136 113,98	137 835,90	137 835,90	135 983,73	128 522,29	129 879,92	127 421,48	124 758,94	111 893,17
Охрана объектов	218 226,39	223 682,04	229 274,10	235 005,95	240 881,10	246 903,12	253 075,70	259 402,60	265 887,66	272 534,85	279 348,22
Аренда	162 945,27	163 265,67	159 653,18	161 672,89	161 672,89	159 500,41	150 748,61	152 341,02	149 457,42	146 334,43	131 243,69
Расходы на экологию	26 168,10	26 219,55	25 639,40	25 963,76	25 963,76	25 614,87	24 209,38	24 465,11	24 002,02	23 500,49	21 077,00
Командировочные расходы	4 498,27	4 507,11	4 407,38	4 463,14	4 463,14	4 403,17	4 161,56	4 205,52	4 125,92	4 039,71	3 623,11
Затраты на оплату труда ОПП	2 694 101,97	2 699 399,36	2 639 671,27	2 673 064,71	2 673 064,71	2 637 145,40	2 492 444,89	2 518 773,53	2 471 096,75	2 419 461,89	2 169 954,88
Затраты на персонал	250 171,89	250 663,80	245 117,50	248 218,39	248 218,39	244 882,95	231 446,19	233 891,05	229 463,83	224 669,06	201 500,06
Услуги по хранению	80,39	80,55	78,76	79,76	79,76	78,69	74,37	75,16	73,73	72,19	64,75
Потери нефти	47 872,88	47 849,72	46 794,67	47 019,39	46 932,26	46 286,53	44 211,76	44 315,10	43 529,88	42 547,89	38 734,66
Услуги по информатизации	21 140,32	21 181,89	20 713,21	20 975,24	20 975,24	20 693,39	19 557,94	19 764,54	19 390,42	18 985,25	17 027,39
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	86 328,51	89 907,91	91 166,66	92 536,84	95 427,74	97 249,42	96 263,80	96 224,24	97 240,84	96 486,23	93 310,18
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	26 801,59	26 854,29	26 260,10	26 592,30	26 592,30	26 234,97	24 795,45	25 057,38	24 583,08	24 069,40	21 587,24
Гидроразрыв пласта (ГРП)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод добывающих скважин под нагнетание	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30 601,45	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	0,00	22 909,11	46 963,68	12 034,44	24 670,61	37 931,06	77 758,68	13 283,77	40 847,61	41 868,80	114 441,37
Перфорация	0,00	0,00	2 512,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	**5 433 252,65**	**5 449 399,14**	**5 343 572,98**	**5 403 701,27**	**5 409 821,80**	**5 347 890,69**	**5 080 488,03**	**5 128 753,13**	**5 045 523,89**	**4 950 373,51**	**4 488 682,71**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	328 856,84	329 503,47	322 212,73	326 288,92	326 288,92	321 904,41	304 241,47	307 455,29	301 635,60	295 332,77	264 876,58
Налог на имущество	23 268,68	19 778,64	16 812,13	14 290,60	12 147,30	10 325,48	8 776,92	7 460,62	6 341,76	5 390,71	4 582,29
Земельный налог	1 252,81	1 284,13	1 316,23	1 349,13	1 382,86	1 417,43	1 452,87	1 489,19	1 526,42	1 564,58	1 603,70
Прочие налоги и фонды	1 595,95	1 635,85	1 676,75	1 718,67	1 761,63	1 805,67	1 850,82	1 897,09	1 944,51	1 993,13	2 042,95
НДПИ на добычу нефти	938 167,98	927 702,10	900 573,62	879 085,24	868 084,85	849 668,34	846 805,11	818 689,67	801 076,62	769 148,11	721 618,48
НДПИ на добычу газа	33,73	33,27	31,80	30,42	29,99	29,27	27,79	26,64	25,73	24,34	22,65
Итого производственных затрат	**6 726 428,63**	**6 729 336,60**	**6 586 196,24**	**6 626 464,25**	**6 619 517,35**	**6 533 041,29**	**6 243 643,00**	**6 265 771,64**	**6 158 074,54**	**6 023 827,14**	**5 483 429,36**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	2 820 752,75	2 786 667,85	2 703 414,71	2 632 036,98	3 044 251,51	2 977 565,30	2 838 610,43	2 744 363,51	2 685 322,07	2 578 293,20	2 418 967,14
Рентный налог на экспорт нефти	1 817 543,95	1 795 581,44	1 741 937,52	2 158 476,07	2 129 360,02	2 082 715,07	1 985 520,42	1 919 597,61	1 878 299,94	2 061 070,35	1 933 706,16
Экспортная таможенная пошлина на нефть	2 364 897,88	2 279 337,91	2 157 308,79	2 206 746,50	2 123 882,26	2 026 690,05	2 019 627,11	1 904 948,19	1 818 503,11	1 816 999,59	1 663 139,31
Итого расходы по реализации	**7 003 194,57**	**6 861 587,20**	**6 602 661,02**	**6 997 259,54**	**7 297 493,79**	**7 086 970,42**	**6 843 757,96**	**6 568 909,31**	**6 382 125,12**	**6 456 363,14**	**6 015 812,61**
Общие и административные расходы											
Административные расходы	720 656,63	722 073,65	706 096,73	715 029,28	715 029,28	705 421,08	666 714,53	673 757,29	661 004,03	647 192,00	580 450,33
Другие административные расходы	720 656,63	722 073,65	706 096,73	715 029,28	715 029,28	705 421,08	666 714,53	673 757,29	661 004,03	647 192,00	580 450,33
Общехозяйственные расходы	**145 522,50**	**142 664,73**	**137 012,89**	**134 024,63**	**131 343,00**	**127 356,37**	**119 381,28**	**58 996,71**	**57 879,99**	**56 670,55**	**50 826,40**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Страхование	63 103,39	63 227,47	61 828,47	62 610,64	62 610,64	61 769,31	58 380,02	58 996,71	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	82 419,11	79 437,26	75 184,42	71 413,99	68 732,36	65 587,06	61 001,26	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	**7 869 373,70**	**7 726 325,58**	**7 445 770,64**	**7 846 313,45**	**8 143 866,07**	**7 919 747,87**	**7 629 853,77**	**7 301 663,31**	**7 101 009,13**	**7 160 225,69**	**6 647 089,34**

Составляющие	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Итого затраты	**14 595 802,33**	**14 455 662,18**	**14 031 966,89**	**14 472 777,71**	**14 763 383,42**	**14 452 789,16**	**13 873 496,77**	**13 567 434,95**	**13 259 083,67**	**13 184 052,84**	**12 130 518,70**
Доходы (убытки)											
Производственный доход	21 081 711,67	20 826 968,34	20 204 751,91	19 671 289,79	19 405 940,37	18 980 841,25	18 095 057,00	17 494 268,91	17 117 902,27	16 435 634,15	15 419 991,36
Расходы на реализованную продукцию	14 595 802,33	14 455 662,18	14 031 966,89	14 472 777,71	14 763 383,42	14 452 789,16	13 873 496,77	13 567 434,95	13 259 083,67	13 184 052,84	12 130 518,70
Операционный доход	**6 485 909,35**	**6 371 306,16**	**6 172 785,02**	**5 198 512,08**	**4 642 556,95**	**4 528 052,09**	**4 221 560,23**	**3 926 833,96**	**3 858 818,60**	**3 251 581,31**	**3 289 472,66**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	172 205,48	165 958,51	157 062,25	149 176,44	143 566,38	136 990,27	127 408,31	120 170,13	114 713,39	107 452,65	98 352,62
Балансовая прибыль	**6 313 703,87**	**6 205 347,65**	**6 015 722,78**	**5 049 335,64**	**4 498 990,57**	**4 391 061,81**	**4 094 151,92**	**3 806 663,83**	**3 744 105,21**	**3 144 128,66**	**3 191 120,05**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	251 534,83	213 802,96	181 731,89	154 472,18	131 301,89	111 607,44	94 867,34	80 638,34	68 543,73	58 263,31	49 524,92
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	6 234 374,51	6 157 503,20	5 991 053,14	5 044 039,90	4 511 255,06	4 416 444,65	4 126 692,89	3 846 195,62	3 790 274,86	3 193 317,99	3 239 947,74
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	6 234 374,51	6 157 503,20	5 991 053,14	5 044 039,90	4 511 255,06	4 416 444,65	4 126 692,89	3 846 195,62	3 790 274,86	3 193 317,99	3 239 947,74
Корпоративный подоходный налог	1 246 874,90	1 231 500,64	1 198 210,63	1 008 807,98	902 251,01	883 288,93	825 338,58	769 239,12	758 054,97	638 663,60	647 989,55
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	5 066 828,96	4 973 847,01	4 817 512,15	4 040 527,66	3 596 739,56	3 507 772,88	3 268 813,34	3 037 424,70	2 986 050,23	2 505 465,06	2 543 130,50
Налог на сверхприбыль	112 318,26	110 647,39	110 913,49	12 621,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	**4 954 510,70**	**4 863 199,62**	**4 706 598,67**	**4 027 905,91**	**3 596 739,56**	**3 507 772,88**	**3 268 813,34**	**3 037 424,70**	**2 986 050,23**	**2 505 465,06**	**2 543 130,50**

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	2 004,97	1 954,69	1 909,86	1 848,69	1 822,41	1 770,15	1 722,61	1 670,32	1 608,15	1 577,84
Затраты на химреагенты	14 729,49	14 360,14	14 030,78	13 581,36	13 388,31	13 004,37	12 655,17	12 270,96	11 814,27	11 591,60
Затраты на материалы	122 520,77	119 448,52	116 708,85	112 970,57	111 364,77	108 171,09	105 266,43	102 070,54	98 271,75	96 419,60
Ремонт автодорог	6 721,22	6 369,31	6 128,84	5 872,36	6 019,17	5 595,73	5 735,62	5 426,78	5 407,94	5 384,76
Ремонт зданий и сооружений	127 942,73	121 243,85	116 666,27	111 784,04	114 578,64	106 518,17	109 181,12	103 302,14	102 943,45	102 502,27
Ремонт прочего оборудования	16 525,48	15 660,23	15 068,98	14 438,37	14 799,33	13 758,22	14 102,17	13 342,83	13 296,50	13 239,51
Ремонт скважин	270 615,66	251 909,46	254 031,02	240 310,98	294 873,72	207 771,24	263 978,59	213 564,70	229 199,59	245 482,74
НИР	80 035,96	75 845,40	72 981,85	69 927,71	71 675,91	66 633,59	68 299,43	64 621,77	64 397,39	64 121,40
Геофизические работы	22 900,05	21 701,04	20 881,72	20 007,86	20 508,06	19 065,34	19 541,97	18 489,71	18 425,51	18 346,55
Транспортные услуги	308 077,36	291 946,89	280 924,41	269 168,33	275 897,54	256 488,47	262 900,68	248 744,49	247 880,79	246 818,45
Техобслуживание и содержание ОС	313 225,30	296 825,29	285 618,63	273 666,11	280 507,76	260 774,36	267 293,72	252 900,98	252 022,86	250 942,76
Охрана труда	108 546,37	102 863,04	98 979,44	94 837,37	97 208,30	90 369,81	92 629,05	87 641,34	87 337,03	86 962,72
Охрана объектов	286 331,93	293 490,23	300 827,48	308 348,17	316 056,87	323 958,30	332 057,25	340 358,68	348 867,65	357 589,34
Аренда	127 318,10	120 651,92	116 096,69	111 238,30	114 019,25	105 998,13	108 648,09	102 797,80	102 440,87	102 001,84
Расходы на экологию	20 446,57	19 376,02	18 644,48	17 864,25	18 310,85	17 022,70	17 448,27	16 508,75	16 451,43	16 380,92
Командировочные расходы	3 514,74	3 330,72	3 204,96	3 070,84	3 147,61	2 926,18	2 999,34	2 837,84	2 827,98	2 815,86
Затраты на оплату труда ОПП	2 105 049,98	1 994 832,74	1 919 517,63	1 839 189,99	1 885 169,74	1 752 550,24	1 796 364,00	1 699 636,70	1 693 735,19	1 686 476,32
Затраты на персонал	195 473,05	185 238,38	178 244,68	170 785,53	175 055,17	162 740,24	166 808,75	157 826,74	157 278,73	156 604,68
Услуги по хранению	62,81	59,52	57,28	54,88	56,25	52,29	53,60	50,71	50,54	50,32
Потери нефти	37 434,80	35 822,94	34 703,59	33 462,27	34 051,69	32 140,15	32 629,66	31 204,13	30 971,65	30 836,77
Услуги по информатизации	16 518,09	15 653,23	15 062,24	14 431,92	14 792,72	13 752,07	14 095,87	13 336,86	13 290,55	13 233,59
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	89 945,27	90 445,94	91 103,67	90 912,98	92 581,14	92 751,16	93 058,91	92 660,50	91 461,63	92 366,14
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	20 941,55	19 845,09	19 095,83	18 296,71	18 754,13	17 434,80	17 870,67	16 908,40	16 849,69	16 777,48
Гидроразрыв пласта (ГРП)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод добывающих скважин под нагнетание	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	58 651,20	60 117,48	46 215,32	47 370,70	0,00	66 358,45	17 004,35	52 288,39	35 730,40	18 311,83
Перфорация	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	**4 364 076,54**	**4 167 087,84**	**4 034 494,59**	**3 890 904,40**	**3 982 290,06**	**3 744 717,75**	**3 829 635,63**	**3 657 359,81**	**3 649 435,33**	**3 643 679,63**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	256 953,93	243 500,21	234 306,83	224 501,60	230 114,14	213 925,88	219 274,03	207 466,96	206 746,59	205 860,54
Налог на имущество	3 895,13	3 311,02	2 814,52	2 392,47	2 033,72	1 728,78	1 469,56	1 249,22	1 061,92	902,70
Земельный налог	1 643,79	1 684,88	1 727,01	1 770,18	1 814,44	1 859,80	1 906,29	1 953,95	2 002,80	2 052,87

Составляющие	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Прочие налоги и фонды	2 094,03	2 146,38	2 200,04	2 255,04	2 311,41	2 369,20	2 428,43	2 489,14	2 551,37	2 615,15
НДПИ на добычу нефти	675 909,01	658 960,37	643 846,46	623 223,52	614 364,81	596 746,29	580 722,16	563 091,42	542 134,71	531 916,98
НДПИ на добычу газа	20,99	20,20	19,58	18,95	18,79	18,37	17,99	17,16	16,17	15,83
Итого производственных затрат	**5 304 593,42**	**5 076 710,91**	**4 919 409,03**	**4 745 066,17**	**4 832 947,37**	**4 561 366,06**	**4 635 454,09**	**4 433 627,66**	**4 403 948,88**	**4 387 043,70**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	2 265 742,54	2 208 928,32	2 158 264,36	2 089 133,34	2 059 437,67	2 000 377,92	1 946 662,76	1 887 562,05	1 817 312,19	1 783 060,91
Рентный налог на экспорт нефти	1 811 219,43	1 765 802,52	1 833 133,48	1 774 416,68	1 749 194,50	1 699 031,78	1 653 408,52	1 791 824,07	1 725 137,31	1 692 623,28
Экспортная таможенная пошлина на нефть	1 614 783,46	1 535 894,87	1 550 187,49	1 463 935,30	1 407 928,20	1 408 319,32	1 337 075,53	1 331 431,99	1 250 614,40	1 376 683,29
Итого расходы по реализации	**5 691 745,43**	**5 510 625,71**	**5 541 585,33**	**5 327 485,32**	**5 216 560,38**	**5 107 729,01**	**4 937 146,80**	**5 010 818,12**	**4 793 063,90**	**4 852 367,48**
Общие и административные расходы										
Административные расходы	563 088,64	533 606,17	513 459,82	491 972,64	504 271,96	468 797,01	480 516,93	454 642,95	453 064,32	451 122,62
Другие административные расходы	563 088,64	533 606,17	513 459,82	491 972,64	504 271,96	468 797,01	480 516,93	454 642,95	453 064,32	451 122,62
Общехозяйственные расходы	**49 306,15**	**46 724,55**	**44 960,46**	**43 078,97**	**44 155,94**	**41 049,62**	**42 075,86**	**39 810,24**	**39 672,01**	**39 501,99**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Страхование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	**6 304 140,22**	**6 090 956,44**	**6 100 005,61**	**5 862 536,92**	**5 764 988,27**	**5 617 575,64**	**5 459 739,60**	**5 505 271,30**	**5 285 800,23**	**5 342 992,08**
Итого затраты	**11 608 733,64**	**11 167 667,34**	**11 019 414,64**	**10 607 603,10**	**10 597 935,64**	**10 178 941,71**	**10 095 193,69**	**9 938 898,96**	**9 689 749,11**	**9 730 035,78**
Доходы (убытки)										
Производственный доход	14 443 243,06	14 081 074,10	13 758 110,77	13 317 426,93	13 128 128,37	12 751 644,99	12 409 231,37	12 032 486,95	11 584 670,91	11 366 332,12
Расходы на реализованную продукцию	11 608 733,64	11 167 667,34	11 019 414,64	10 607 603,10	10 597 935,64	10 178 941,71	10 095 193,69	9 938 898,96	9 689 749,11	9 730 035,78
Операционный доход	**2 834 509,43**	**2 913 406,76**	**2 738 696,13**	**2 709 823,84**	**2 530 192,73**	**2 572 703,28**	**2 314 037,68**	**2 093 587,99**	**1 894 921,80**	**1 636 296,33**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	89 874,90	85 482,44	81 483,18	76 948,34	74 003,16	70 126,82	66 578,44	62 981,88	59 158,37	56 627,06
Балансовая прибыль	**2 744 634,53**	**2 827 924,32**	**2 657 212,95**	**2 632 875,49**	**2 456 189,57**	**2 502 576,46**	**2 247 459,24**	**2 030 606,11**	**1 835 763,43**	**1 579 669,27**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	42 097,24	35 783,65	30 417,03	25 855,34	21 977,84	18 681,89	15 880,28	13 498,84	11 474,57	9 753,89
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	2 792 412,19	2 877 623,11	2 708 279,10	2 683 968,50	2 508 214,89	2 554 021,39	2 298 157,41	2 080 089,14	1 883 447,23	1 626 542,44
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	2 792 412,19	2 877 623,11	2 708 279,10	2 683 968,50	2 508 214,89	2 554 021,39	2 298 157,41	2 080 089,14	1 883 447,23	1 626 542,44
Корпоративный подоходный налог	558 482,44	575 524,62	541 655,82	536 793,70	501 642,98	510 804,28	459 631,48	416 017,83	376 689,45	325 308,49
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	2 186 152,09	2 252 399,69	2 115 557,13	2 096 081,79	1 954 546,59	1 991 772,18	1 787 827,76	1 614 588,28	1 459 073,98	1 254 360,78
Налог на сверхприбыль	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	**2 186 152,09**	**2 252 399,69**	**2 115 557,13**	**2 096 081,79**	**1 954 546,59**	**1 991 772,18**	**1 787 827,76**	**1 614 588,28**	**1 459 073,98**	**1 254 360,78**

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	1 532,61	1 471,80	1 440,40	1 405,29	1 359,02	1 326,07	1 307,66	1 302,14	1 296,65	1 291,19
Затраты на химреагенты	11 259,32	10 812,54	10 581,91	10 323,93	9 984,02	9 741,97	9 606,70	9 566,15	9 525,82	9 485,72
Затраты на материалы	93 655,68	89 939,34	88 020,91	85 875,02	83 047,65	81 034,30	79 909,12	79 571,76	79 236,31	78 902,74
Ремонт автодорог	5 194,71	4 991,79	5 116,58	4 894,87	4 838,05	4 775,34	4 894,72	5 017,09	5 142,51	5 271,08
Ремонт зданий и сооружений	98 884,54	95 021,86	97 397,41	93 176,85	92 095,34	90 901,51	93 174,05	95 503,40	97 890,98	100 338,26
Ремонт прочего оборудования	12 772,23	12 273,32	12 580,15	12 035,01	11 895,32	11 741,12	12 034,65	12 335,52	12 643,90	12 960,00
Ремонт скважин	216 944,93	186 826,79	250 656,97	179 156,67	216 293,68	212 703,35	152 719,90	134 226,72	137 582,38	141 021,94
НИР	61 858,29	59 441,95	60 928,00	58 287,79	57 611,23	56 864,42	58 286,03	59 743,18	61 236,76	62 767,68
Геофизические работы	17 699,02	17 007,65	17 432,85	16 677,42	16 483,84	16 270,17	16 676,92	17 093,84	17 521,19	17 959,22
Транспортные услуги	238 107,21	228 806,14	234 526,30	224 363,49	221 759,27	218 884,61	224 356,73	229 965,65	235 714,79	241 607,66
Техобслуживание и содержание ОС	242 085,96	232 629,47	238 445,21	228 112,58	225 464,85	222 542,16	228 105,71	233 808,35	239 653,56	245 644,90
Охрана труда	83 893,45	80 616,36	82 631,77	79 051,06	78 133,51	77 120,66	79 048,68	81 024,90	83 050,52	85 126,78
Охрана объектов	366 529,08	375 692,30	385 084,61	394 711,73	404 579,52	414 694,01	425 061,36	435 687,89	446 580,09	457 744,59
Аренда	98 401,77	94 557,95	96 921,90	92 721,95	91 645,71	90 457,71	92 719,16	95 037,14	97 413,06	99 848,39

Составляющие	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
Расходы на экологию	15 802,77	15 185,48	15 565,11	14 890,62	14 717,79	14 527,00	14 890,18	15 262,43	15 643,99	16 035,09
Командировочные расходы	2 716,48	2 610,37	2 675,63	2 559,68	2 529,97	2 497,17	2 559,60	2 623,59	2 689,18	2 756,41
Затраты на оплату труда ОПП	1 626 953,63	1 563 400,75	1 602 485,77	1 533 044,72	1 515 250,45	1 495 608,32	1 532 998,52	1 571 323,49	1 610 606,57	1 650 871,74
Затраты на персонал	151 077,45	145 175,99	148 805,39	142 357,16	140 704,80	138 880,85	142 352,87	145 911,69	149 559,48	153 298,47
Услуги по хранению	48,55	46,65	47,82	45,74	45,21	44,63	45,74	46,89	48,06	49,26
Потери нефти	29 944,60	28 944,62	29 437,69	28 452,10	28 125,46	27 823,63	28 346,61	0,00	0,00	0,00
Услуги по информатизации	12 766,52	12 267,83	12 574,53	12 029,63	11 890,00	11 735,87	12 029,27	12 330,00	12 638,25	12 954,21
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	92 156,12	90 819,56	91 464,88	91 542,35	90 653,97	90 701,52	91 874,27	94 133,02	96 440,81	98 800,86
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	16 185,33	15 553,09	15 941,92	15 251,11	15 074,08	14 878,68	15 250,65	15 631,91	16 022,71	16 423,28
Гидроразрыв пласта (ГРП)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод добывающих скважин под нагнетание	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	37 539,25	57 716,60	0,00	60 638,50	20 718,15	21 236,11	87 068,04	111 555,93	114 344,83	117 203,45
Перфорация	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	**3 540 612,28**	**3 428 155,07**	**3 507 267,18**	**3 387 826,94**	**3 361 050,35**	**3 333 060,91**	**3 411 538,61**	**3 465 079,67**	**3 549 018,85**	**3 635 062,75**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	198 594,87	190 837,26	195 608,19	187 131,83	184 959,77	182 562,14	187 126,20	191 804,35	196 599,46	201 514,45
Налог на имущество	767,36	652,32	554,53	471,40	400,73	340,66	289,60	246,19	209,29	177,92
Земельный налог	2 104,19	2 156,79	2 210,71	2 265,98	2 322,63	2 380,70	2 440,21	2 501,22	2 563,75	2 627,84
Прочие налоги и фонды	2 680,53	2 747,55	2 816,23	2 886,64	2 958,81	3 032,78	3 108,60	3 186,31	3 265,97	3 347,62
НДПИ на добычу нефти	516 669,30	496 167,36	485 584,00	473 745,81	458 148,10	447 041,04	440 833,77	438 972,70	437 122,10	435 281,91
НДПИ на добычу газа	15,23	14,45	14,13	13,57	12,84	12,32	12,04	11,97	11,90	11,83
Итого производственных затрат	**4 261 443,76**	**4 120 730,80**	**4 194 054,97**	**4 054 342,18**	**4 009 853,22**	**3 968 430,55**	**4 045 349,02**	**4 101 802,40**	**4 188 791,32**	**4 278 024,32**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	1 731 948,52	1 663 223,14	1 627 746,21	1 588 062,93	1 535 777,18	1 498 544,76	1 477 737,11	1 471 498,53	1 465 295,06	1 459 126,48
Рентный налог на экспорт нефти	1 644 103,33	1 745 059,91	1 707 837,39	1 666 201,54	1 688 073,76	1 647 149,16	1 624 278,11	1 690 940,00	1 683 811,42	1 676 722,93
Экспортная таможенная пошлина на нефть	1 304 604,81	1 222 279,84	1 319 254,15	1 255 699,21	1 184 737,83	1 127 820,28	1 210 230,64	1 175 728,19	1 142 216,21	1 224 459,12
Итого расходы по реализации	**4 680 656,66**	**4 630 562,89**	**4 654 837,75**	**4 509 963,68**	**4 408 588,78**	**4 273 514,20**	**4 312 245,86**	**4 338 166,71**	**4 291 322,69**	**4 360 308,53**
Общие и административные расходы										
Административные расходы	435 200,65	418 200,62	428 655,64	410 080,56	405 320,69	400 066,54	410 068,20	420 319,91	430 827,90	441 598,60
Другие административные расходы	435 200,65	418 200,62	428 655,64	410 080,56	405 320,69	400 066,54	410 068,20	420 319,91	430 827,90	441 598,60
Общехозяйственные расходы	**38 107,80**	**36 619,21**	**37 534,69**	**35 908,19**	**35 491,40**	**35 031,32**	**35 907,11**	**36 804,78**	**37 724,90**	**38 668,03**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Страхование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	**5 153 965,10**	**5 085 382,72**	**5 121 028,07**	**4 955 952,43**	**4 849 400,87**	**4 708 612,06**	**4 758 221,17**	**4 795 291,40**	**4 759 875,50**	**4 840 575,16**
Итого затраты	**9 415 408,86**	**9 206 113,52**	**9 315 083,04**	**9 010 294,61**	**8 859 254,08**	**8 677 042,61**	**8 803 570,19**	**8 897 093,81**	**8 948 666,82**	**9 118 599,48**
Доходы (убытки)										
Производственный доход	11 040 510,15	10 602 412,09	10 376 260,23	10 123 294,49	9 789 992,81	9 552 650,35	9 420 009,54	9 380 240,94	9 340 696,22	9 301 373,89
Расходы на реализованную продукцию	9 415 408,86	9 206 113,52	9 315 083,04	9 010 294,61	8 859 254,08	8 677 042,61	8 803 570,19	8 897 093,81	8 948 666,82	9 118 599,48
Операционный доход	**1 625 101,29**	**1 396 298,57**	**1 061 177,19**	**1 112 999,88**	**930 738,72**	**875 607,74**	**616 439,36**	**483 147,13**	**392 029,40**	**182 774,41**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	53 661,77	50 275,20	48 002,31	45 689,43	43 107,17	41 035,90	39 478,81	38 352,98	37 259,50	36 197,44
Балансовая прибыль	**1 571 439,52**	**1 346 023,37**	**1 013 174,88**	**1 067 310,46**	**887 631,55**	**834 571,84**	**576 960,54**	**444 794,15**	**354 769,89**	**146 576,97**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	8 291,26	7 047,99	5 991,16	5 092,83	4 329,21	3 680,10	3 128,34	2 659,31	2 260,62	1 921,71
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	1 616 810,03	1 389 250,58	1 055 186,02	1 107 907,06	926 409,51	871 927,64	613 311,02	480 487,82	389 768,78	180 852,70
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	1 616 810,03	1 389 250,58	1 055 186,02	1 107 907,06	926 409,51	871 927,64	613 311,02	480 487,82	389 768,78	180 852,70
Корпоративный подоходный налог	323 362,01	277 850,12	211 037,20	221 581,41	185 281,90	174 385,53	122 662,20	96 097,56	77 953,76	36 170,54
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	1 248 077,51	1 068 173,26	802 137,68	845 729,05	702 349,65	660 186,31	454 298,34	348 696,59	276 816,14	110 406,43
Налог на сверхприбыль	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	**1 248 077,51**	**1 068 173,26**	**802 137,68**	**845 729,05**	**702 349,65**	**660 186,31**	**454 298,34**	**348 696,59**	**276 816,14**	**110 406,43**

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

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	**591 952 149**	20 557 199	23 799 719	24 511 872	24 066 421	22 936 887	22 155 578	21 390 325	21 081 712	20 826 968	20 204 752	19 671 290
Итого приток средств	тыс.тг.	**591 952 149**	20 557 199	23 799 719	24 511 872	24 066 421	22 936 887	22 155 578	21 390 325	21 081 712	20 826 968	20 204 752	19 671 290
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**452 306 210**	13 369 609	15 311 384	15 680 587	15 821 403	15 244 827	14 771 085	14 435 045	14 595 802	14 455 662	14 031 967	14 472 778
прямые затраты	тыс.тг.	**168 160 756**	5 354 954	5 339 853	5 348 054	5 465 772	5 384 615	5 296 134	5 307 560	5 433 253	5 449 399	5 343 573	5 403 701
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**37 196 171**	1 118 653	1 359 967	1 416 473	1 431 613	1 377 638	1 336 304	1 300 616	1 293 176	1 279 937	1 242 623	1 222 763
расходы периода	тыс.тг.	**246 949 283**	6 896 002	8 611 564	8 916 060	8 924 019	8 482 573	8 138 647	7 826 869	7 869 374	7 726 326	7 445 771	7 846 313
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**3 697 249**	**886 227**	**627 165**	**444 068**	**1 242 419**	**497 370**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**406 071**	**282 910**	**123 162**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**3 291 178**	**603 317**	**504 004**	**444 068**	**1 242 419**	**497 370**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**27 188 547**	1 410 407	1 655 815	1 717 366	1 570 177	1 456 491	1 407 267	1 331 871	1 246 875	1 231 501	1 198 211	1 008 808
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**2 338 893**	307 969	379 947	403 560	277 928	224 092	216 856	182 040	112 318	110 647	110 913	12 622
Баланс НДС	тыс.тг.	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	**485 530 899**	15 974 211	17 974 311	18 245 581	18 911 927	17 422 781	16 395 209	15 948 956	15 954 995	15 797 810	15 341 091	15 494 207
Поток денежной наличности	**тыс.тг.**	**106 421 249**	**4 582 988**	**5 825 408**	**6 266 291**	**5 154 494**	**5 514 106**	**5 760 369**	**5 441 369**	**5 126 716**	**5 029 158**	**4 863 661**	**4 177 082**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**44 767 125**	4 582 988	5 255 217	5 099 636	3 784 242	3 652 013	3 441 691	2 932 878	2 492 811	2 206 021	1 924 607	1 491 132
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**36 576 537**	4 582 988	5 065 572	4 738 216	3 389 163	3 152 708	2 863 922	2 352 454	1 927 323	1 644 041	1 382 556	1 032 511
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**30 144 508**	4 582 988	4 854 507	4 351 591	2 982 925	2 659 195	2 314 963	1 822 304	1 430 772	1 169 621	942 610	674 622
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**106 421 249**	4 582 988	10 408 396	16 674 687	21 829 181	27 343 287	33 103 656	38 545 025	43 671 742	48 700 900	53 564 561	57 741 643
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**44 767 125**	4 582 988	9 838 205	14 937 841	18 722 083	22 374 096	25 815 787	28 748 665	31 241 476	33 447 497	35 372 104	36 863 236
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**36 576 537**	4 582 988	9 648 560	14 386 776	17 775 940	20 928 648	23 792 569	26 145 023	28 072 346	29 716 387	31 098 943	32 131 454
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**30 144 508**	4 582 988	9 437 495	13 789 086	16 772 010	19 431 205	21 746 168	23 568 472	24 999 244	26 168 866	27 111 476	27 786 098

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Выручка от реализации (без НДС)	18 980 841	18 095 057	17 494 269	17 117 902	16 435 634	15 419 991	14 443 243	14 081 074	13 758 111	13 317 427	13 128 128	12 751 645	12 409 231
Итого приток средств	18 980 841	18 095 057	17 494 269	17 117 902	16 435 634	15 419 991	14 443 243	14 081 074	13 758 111	13 317 427	13 128 128	12 751 645	12 409 231
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	14 452 789	13 873 497	13 567 435	13 259 084	13 184 053	12 130 519	11 608 734	11 167 667	11 019 415	10 607 603	10 597 936	10 178 942	10 095 194
прямые затраты	5 347 891	5 080 488	5 128 753	5 045 524	4 950 374	4 488 683	4 364 077	4 167 088	4 034 495	3 890 904	3 982 290	3 744 718	3 829 636
налоги и платежи, относимые на вычеты	1 185 151	1 163 155	1 137 019	1 112 551	1 073 454	994 747	940 517	909 623	884 914	854 162	850 657	816 648	805 818
расходы периода	7 919 748	7 629 854	7 301 663	7 101 009	7 160 226	6 647 089	6 304 140	6 090 956	6 100 006	5 862 537	5 764 988	5 617 576	5 459 740
Капитальные Вложения (без НДС)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	883 289	825 339	769 239	758 055	638 664	647 990	558 482	575 525	541 656	536 794	501 643	510 804	459 631
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	15 336 078	14 698 835	14 336 674	14 017 139	13 822 716	12 778 508	12 167 216	11 743 192	11 561 070	11 144 397	11 099 579	10 689 746	10 554 825
Поток денежной наличности	**3 644 763,16**	**3 396 221,65**	**3 157 594,84**	**3 100 763,63**	**2 612 917,71**	**2 641 483,11**	**2 276 026,99**	**2 337 882,14**	**2 197 040,31**	**2 173 030,14**	**2 028 549,75**	**2 061 899,00**	**1 854 406,20**
Чистая приведенная стоимость:													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	1 058 866	890 086	746 546	661 353	502 753	458 502	356 398	330 251	279 978	249 814	210 378	192 906	156 512
при ставке дисконта в 15%	681 232	551 981	446 259	381 067	279 229	245 462	183 915	164 272	134 240	115 455	93 720	82 836	64 782
при ставке дисконта в 20%	408 784	317 424	245 934	201 257	141 327	119 060	85 490	73 178	57 308	47 235	36 745	31 124	23 327
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	65 126 712	68 522 934	71 680 529	74 781 292	77 394 210	80 035 693	82 311 720	84 649 602	86 846 642	89 019 673	91 048 222	93 110 121	94 964 528

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	39 126 623	40 016 709	40 763 255	41 424 608	41 927 361	42 385 863	42 742 260	43 072 512	43 352 490	43 602 303	43 812 681	44 005 588	44 162 100
при ставке дисконта в 15%	33 616 639	34 168 620	34 614 879	34 995 946	35 275 174	35 520 637	35 704 551	35 868 823	36 003 063	36 118 518	36 212 238	36 295 073	36 359 856
при ставке дисконта в 20%	28 698 282	29 015 706	29 261 641	29 462 897	29 604 224	29 723 285	29 808 775	29 881 952	29 939 260	29 986 495	30 023 240	30 054 364	30 077 691

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
1	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Выручка от реализации (без НДС)	12 032 487	11 584 671	11 366 332	11 040 510	10 602 412	10 376 260	10 123 294	9 789 993	9 552 650	9 420 010	9 380 241	9 340 696	9 301 374	9 262 272
Итого приток средств	12 032 487	11 584 671	11 366 332	11 040 510	10 602 412	10 376 260	10 123 294	9 789 993	9 552 650	9 420 010	9 380 241	9 340 696	9 301 374	9 262 272
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	9 938 899	9 689 749	9 730 036	9 415 409	9 206 114	9 315 083	9 010 295	8 859 254	8 677 043	8 803 570	8 897 094	8 948 667	9 118 599	9 275 792
прямые затраты	3 657 360	3 649 435	3 643 680	3 540 612	3 428 155	3 507 267	3 387 827	3 361 050	3 333 061	3 411 539	3 465 080	3 549 019	3 635 063	3 824 232
налоги и платежи, относимые на вычеты	776 268	754 514	743 364	720 831	692 576	686 788	666 515	648 803	635 370	633 810	636 723	639 772	642 962	647 048
расходы периода	5 505 271	5 285 800	5 342 992	5 153 965	5 085 383	5 121 028	4 955 952	4 849 401	4 708 612	4 758 221	4 795 291	4 759 875	4 840 575	4 804 513
Капитальные Вложения (без НДС)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	416 018	376 689	325 308	323 362	277 850	211 037	221 581	185 282	174 386	122 662	96 098	77 954	36 171	0
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	10 354 917	10 066 439	10 055 344	9 738 771	9 483 964	9 526 120	9 231 876	9 044 536	8 851 428	8 926 232	8 993 191	9 026 621	9 154 770	9 275 792
Поток денежной наличности	**1 677 570,16**	**1 518 232,35**	**1 310 987,85**	**1 301 739,29**	**1 118 448,45**	**850 139,98**	**891 418,47**	**745 456,82**	**701 222,21**	**493 777,15**	**387 049,57**	**314 075,64**	**146 603,87**	**-13 519,64**
Чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	127 729	104 282	81 233	72 765	56 400	38 674	36 583	27 598	23 420	14 877	10 520	7 701	3 243	-270
при ставке дисконта в 15%	50 961	40 105	30 113	26 001	19 426	12 840	11 707	8 513	6 963	4 264	2 906	2 051	832	-67
при ставке дисконта в 20%	17 585	13 263	9 543	7 897	5 654	3 581	3 129	2 181	1 710	1 003	655	443	172	-13
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	96 642 098	98 160 330	99 471 318	100 773 057	101 891 506	102 741 646	103 633 064	104 378 521	105 079 743	105 573 520	105 960 570	106 274 646	106 421 249	106 407 730
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	44 289 828	44 394 111	44 475 344	44 548 109	44 604 510	44 643 184	44 679 766	44 707 364	44 730 784	44 745 661	44 756 181	44 763 882	44 767 125	44 766 855
при ставке дисконта в 15%	36 410 816	36 450 921	36 481 034	36 507 035	36 526 461	36 539 300	36 551 007	36 559 521	36 566 484	36 570 748	36 573 654	36 575 705	36 576 537	36 576 471
при ставке дисконта в 20%	30 095 276	30 108 538	30 118 082	30 125 979	30 131 633	30 135 214	30 138 343	30 140 524	30 142 234	30 143 237	30 143 892	30 144 335	30 144 508	30 144 494

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 разработки. В рамках 2 варианта разработки предусматривается:

Ввод одной скважины из бурения, переводы между объектами, дополнительные прострелы и проведение гидроразрыва пласта (скинГРП) на ряде скважин, также переводы под закачку и дополнительные ГТМы по существующему нагнетательному фонду. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2063г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 7840,2 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,421 доли ед. Отбор от НИЗ будет на уровне 100%.

Достигаемые значения КИН за рентабельный период разработки приведены в таблице 4.3.1.

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

Объект	Утвержденный КИН, доли ед.	Запасы нефти, тыс.т.		Варианты разработки	Расчетные КИН, доли ед.	Прогноз. извлек. запасы, тыс.т
		геол.	извл.			
I	*0,262*	2 790	730	1	0,219	609,8
				2	**0,262**	**730**
II	*0,320*	2 098	672	1	0,295	619,5
				2	**0,320**	**672**
III	*0,334*	3 335	1 112	1	0,272	906,0
				2	**0,334**	**1 112**
IV	*0,512*	10 402	5 326	1	0,469	4 879,8
				2	**0,512**	**5 326**
Итого по месторождению в целом	***0,421***	**18 625**	**7 840**	1	0,377	7 015,0
				2	**0,421**	**7 840**

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 - 2049гг.

2 вариант – 2026 - 2063гг.

Объем необходимых капитальных вложении при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 3 197,7 млн. тг.

2 вариант – 3 697,2 млн. тг..

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 291 511,9 млн. тг

2 вариант – 456 009,4 млн. тг.

Поступления Государства за рентабельный период:

1 вариант – 112 774,5 млн. тг.

2 вариант – 201 957,7 млн. тг.

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

1 вариант – 30 037,2 млн. тг.

2 вариант – 44 767,1 млн. тг.

Таким образом более привлекательным для недропользователя и Государства является второй вариант.

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

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Рентабельный период	**период**	**2026 - 2049**	**2026 - 2063**
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	862	1 003
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	130,6	140,9
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	5,9	6,2
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	776,9	898,8
Темп отбора при проектном уровне	%	1,7	1,8
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	155	156
добывающих	ед.	134	128

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
нагнетательных	ед.	21	28
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	1
Нефтедобывающих	ед.	0	1
Накопленные показатели			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	1 736,62	2 561,80
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	7 015	7 840
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	74	103
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	157	186
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	17 685	28 973
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	36 498	47 787
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	15 948	26 411
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	30 344	40 807
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,377	0,421
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	94,0%	95,5%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	357 516,2	591 952,1
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	3 197,7	3 697,2
в строительство скважин	млн. тг	0,0	406,1
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	3 197,7	3 291,2
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	288 392,5	452 306,2
производственные расходы	млн. тг	120 054,0	168 160,8
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	23 784,4	37 196,2
непроизводственные расходы	млн. тг	144 554,1	246 949,3
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	291 511,9	456 009,4
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	51 948,6	106 421,2
- Поступления Государству	млн. тг	112 774,5	201 957,7
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	30 037,2	44 767,1
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	25 896,0	36 576,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	22 314,5	30 144,5

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

На дату составления отчета добыча нефти на месторождении Камышитовое Юго-Восточное осуществляется механизированными способами.

Скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и установок штанговых винтовых насосов (УШВН).

На дату отчета весь пробуренный фонд составил 182 скважин. В эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 115 ед., из которых 112 скважин находятся в действующем фонде и 3 ед. расположены в бездействии. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числятся 20 действующих скважин и 1 скважина в бездействии.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта разработки. Полная версия технологических показателей вариантов разработки представлены в главе 4.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 1 добывающей скважины, скважины планируется эксплуатировать механизированным способом, со средними дебитами на одну скважины по жидкости от 18,6 до 56,3 т/сут. Средняя обводненность варьируется от 81,4% до 96,3%.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																						
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Механизированная	Ввод скважин	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	111	108	104	101	95	91	89	89	87	83	82	80	77	71	70	67	64	56	53	49	46	43	43
	Дебит по жидкости, т/сут:																							
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	18,6	22,9	25,7	27,5	29,0	30,6	31,4	32,2	32,9	33,5	34,0	34,8	35,5	36,3	37,0	37,5	37,9	39,0	40,2	42,1	44,3	45,9	47,0
	Средняя обводненность, %	81,4	83,8	85,1	86,3	87,2	88,0	88,6	89,2	89,7	90,1	90,4	90,8	91,1	91,4	91,7	91,9	92,2	92,4	92,6	92,8	93,0	93,2	93,4

Продолжение таблицы 6.1.1

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																						
		2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	
Механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Средний эксплуатационный фонд	39	39	36	35	34	32	30	30	28	27	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	
	Дебит по жидкости, т/сут:																							
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	средний	48,2	49,4	50,0	50,7	51,3	52,1	53,3	53,9	54,5	55,4	56,1	56,3	56,2	56,1	56,0	55,9	55,8	55,8	55,7	55,6	55,5	55,4	
	Средняя обводненность, %	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,7	94,8	94,9	95,0	95,1	95,3	95,4	95,5	95,6	95,8	95,9	96,0	96,1	96,2	96,3	

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

6.1.2. Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождении Камышитовое Юго-Восточное должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодавление на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

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

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

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

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1 - 6.1.4 приведены графики работы I, II, III, IV Объектов разработки и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

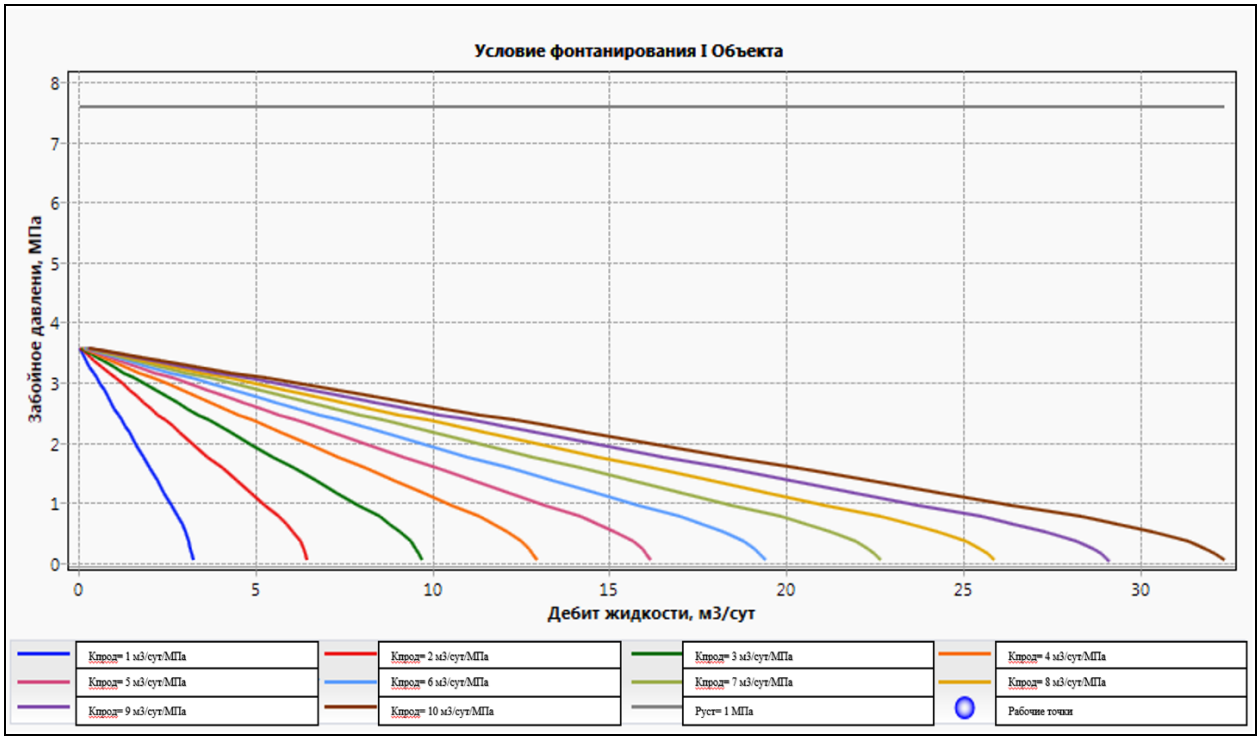


Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированным способом.

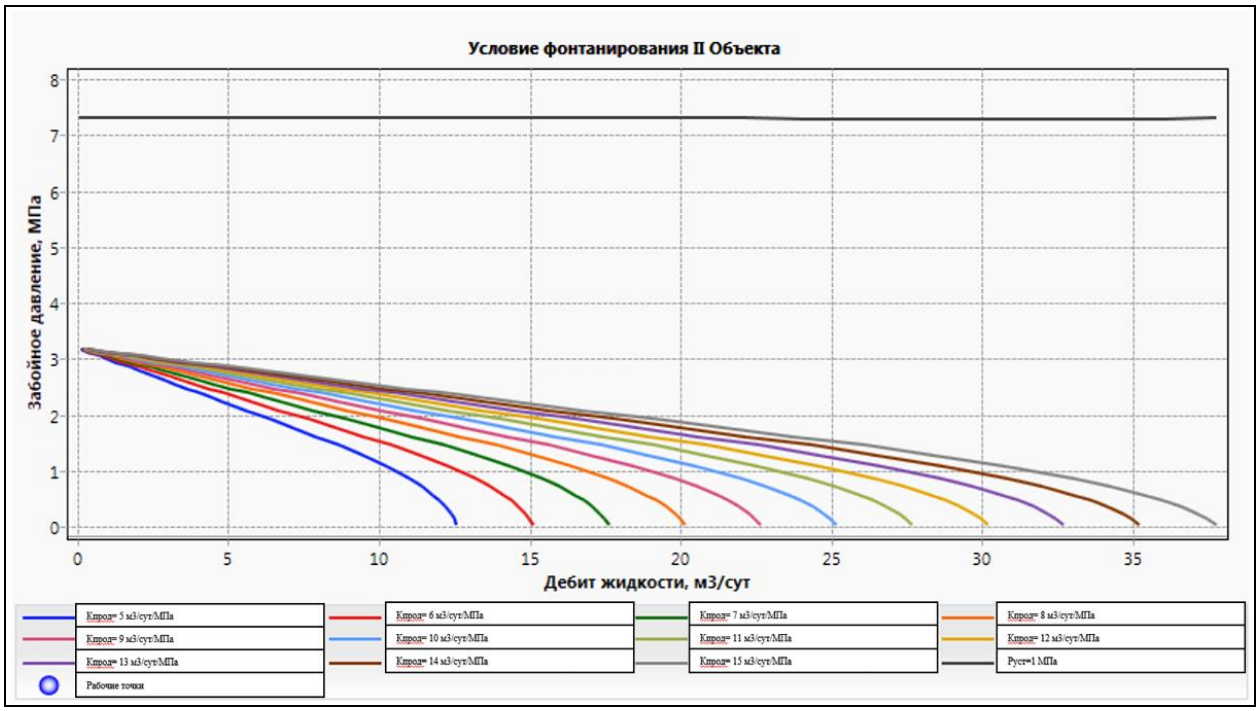


Рисунок 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с

этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта механизированным способом.

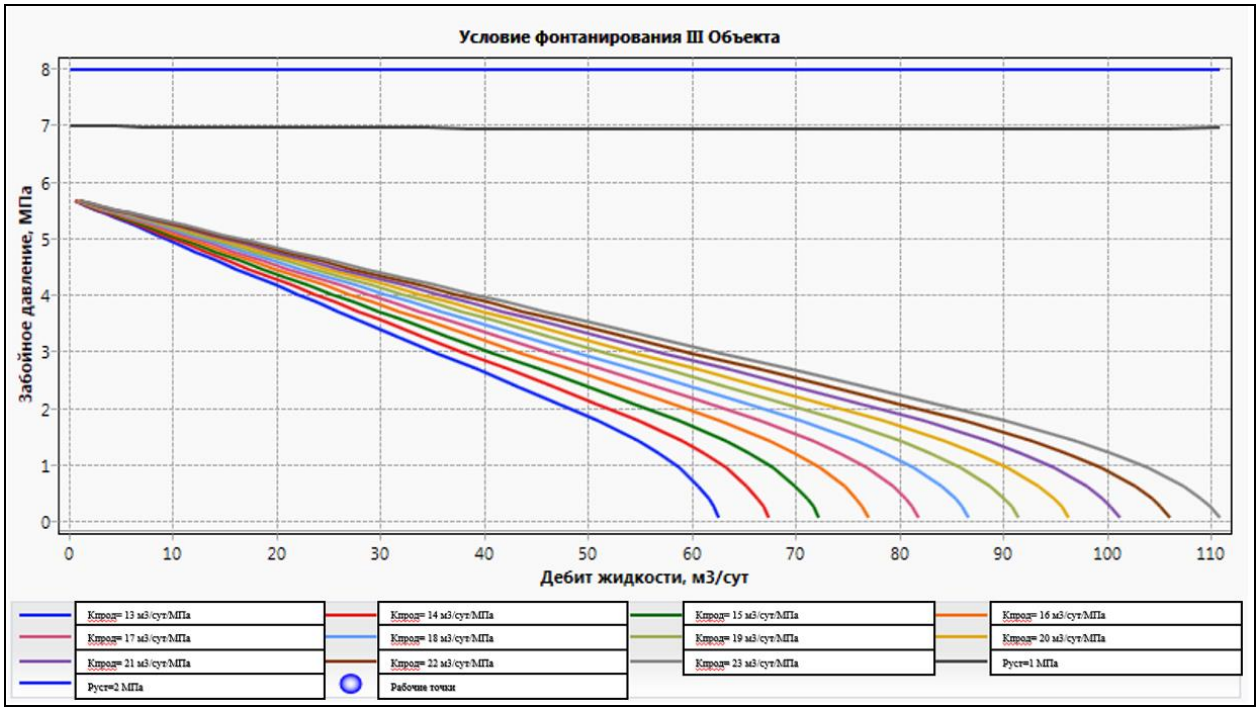


Рисунок 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.3), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины III Объекта механизированным способом.

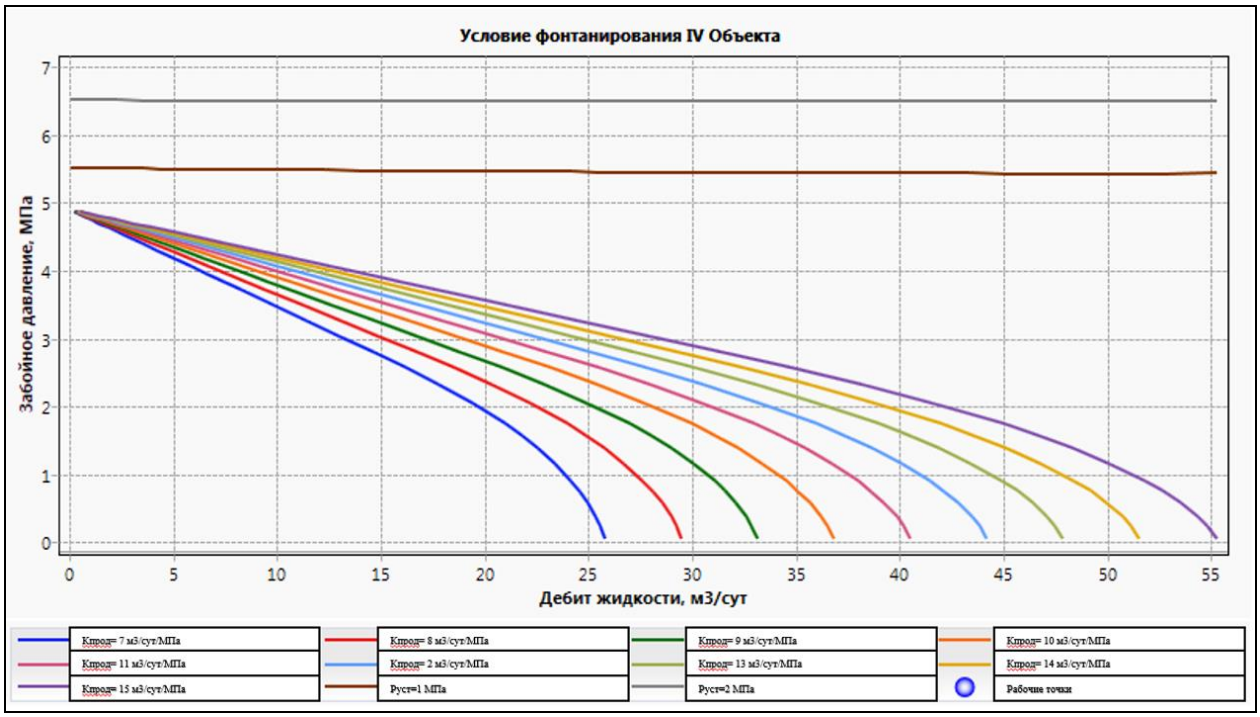


Рисунок 6.1.4 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (IV объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.4), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с

этим рекомендуется эксплуатировать скважины IV Объекта механизированным способом.

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

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

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Выбор устьевого оборудования

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

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

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

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

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

Насосно-компрессорные трубы установлены ниже верхних отверстий интервала перфорации. С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5.5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие

воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов. Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

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

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

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

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

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне

НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

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

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

На рисунке 6.1.5 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения Камышитовое Юго-Восточное. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

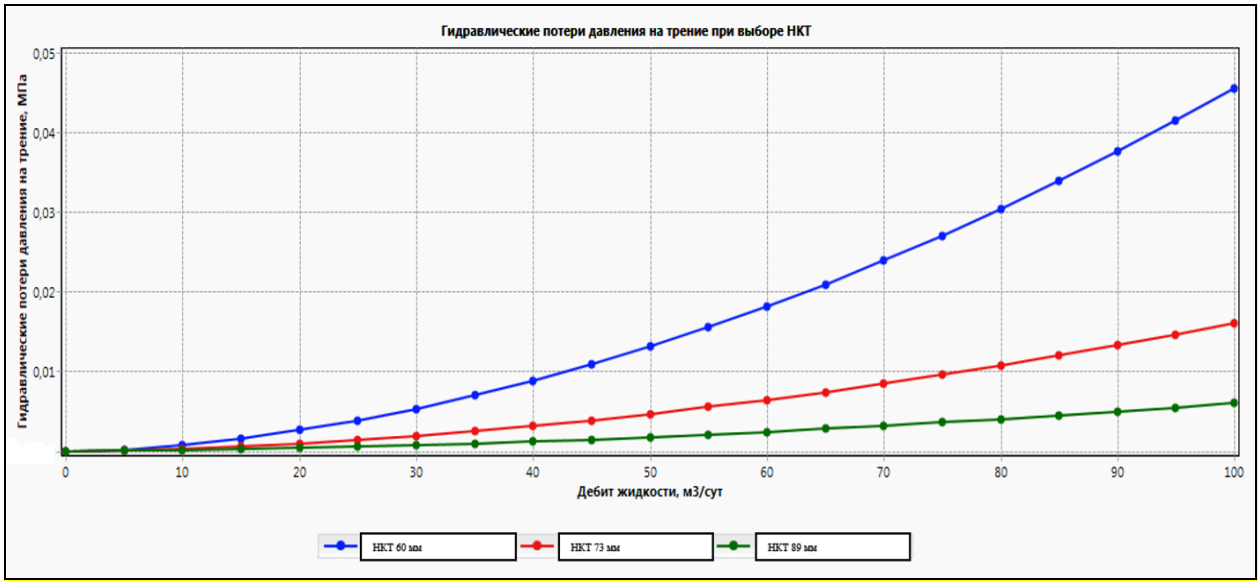


Рисунок 6.1.5 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Камышитовое Юго-Восточное наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант — это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не

определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

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

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

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

Условия эксплуатации на месторождении Камышитовое Юго-Восточное накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

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

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

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

6.1.4 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок штанговых глубинных насосов (УШГН).

Установка штангового глубинного насоса (УШГН)

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2{,}5 \le Q_ж \le 100$ м^3/сут) малой и средней глубины (до 1500 м). К преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8÷1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0{,}35 \div 0{,}7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п., Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Устьевое оборудование УШГН

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Давление, воспринимаемое устьевым

сальником, обусловлено противодавлением на устье скважины, которое с внедрением однотрубной системы сбора и транспортирования нефти и газа равно 4 МПа.

Пластовая жидкость отводится в выкидную линию, которая соединяется с тройником посредством быстроразборной конструкции, состоящей из ниппеля и накидной гайки.

К особенностям рассматриваемой конструкции относится наличие шарнирного соединения, позволяющего головке вместе с уплотнением поворачиваться и самоустанавливаться по устьевому штоку. Это уменьшает радиальные составляющие усилия взаимодействия устьевого штока с вкладышами, а значит, и износ.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-4, СК-5, СК-6, СКД-6, СКДР-6, ПШГН-6, ПШГН-8 и ЛППШН.

Устьевое оборудование ЛШПН

Назначение: линейный привод штангового глубинного насоса (ЛШПН) — это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса в скважине путем перемещения вперед и назад асинхронного двигателя, определяющего положение.

Линейный привод штангового глубинного насоса — это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение глубинного насоса в скважине путем перемещения вперед и назад асинхронного двигателя, определяющего положение.

Система ЛШПН использует преимущества реверсирования двигателя и возможности сервопозиционирования вектора плотности потока регулируемого привода, чтобы напрямую регулировать насосную штангу, используя простой механизм реечной передачи.

Линейный привод устанавливается непосредственно на устье скважины. Полированная насосная штанга проходит через канал внутри стойки и поддерживается сверху при помощи обычного штангодержателя. Насосная штанга способна двигаться внутри стойки при захвате штока или насоса.

Асинхронный двигатель, соединенный с механизмом реечной передачи через редуктор, двигает стойку вверх-вниз и придаёт движение насосной штанге. При каждом

рабочем ходе, стойка смазывается за счет погружения в полностью закрытую масляную ванну.

Массивный противовес стандартной системы заменяют пневматическим противовесом. Это увеличивает подъемную силу, доступную в системах LRP®, за счет сохранения энергии при каждом ходе вниз и ее выделении при следующем ходе вверх.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы не вставного (трубного) исполнения диаметрами 44, 57, 70 мм. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения/уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

Применяемая одноступенчатая 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.

Анализ работы скважин, оборудованных УШВН

На устье скважины, оборудованной УВШН, установлен электрический привод, которое осуществляет вращение ротора насоса через колонну штанг. Режим откачки изменяется при изменении скорости вращения ротора путем установки сменных шкивов различного диаметра на электродвигателе.

Принцип работы насосов заключается во всасывании жидкости во внутреннюю полость статора и подъем жидкости с помощью винтового движения ротора. Статор винтовых насосов спускается в скважину на насосных штангах ШН-19/22 внутри колонны НКТ. Привод насоса находится на устье скважины, вращательное движение передается с

помощью штанг. Устьевой привод УВШН обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Эксплуатацию скважин следует начинать с минимальных оборотов с последующим выводом на оптимальный режим исходя из динамических уровней и технологических режимов.

На срок службы винтовых насосов влияют в основном его конструктивные особенности (точность обработки статора и ротора и шероховатость их поверхностей, теплостойкость, нефтестойкость и газостойкость резины статора, прочность сцепления резины статора с металлической рубашкой, прямолинейность внутренней полости статора и ротора, выбор рационального натяга в паре статора-ротора, определение рациональной частоты вращения ротора). Работа УШВН с большой скоростью вращения ротора также оказывает отрицательное влияние на надёжность оборудования и может снизить срок службы винтовых насосов.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения, возможны такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, загрязнения призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, увеличение обводнённости продукции скважин, а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции, возможно парафиноотложение.

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

Нефть альбских горизонтов месторождения Ю.В.Камышитовое тяжелая. Величина плотности нефти варьирует в среднем по пластам от 0,890 до 0,893 г/см^3. Нефть малопарафинистая, высокосмолистая, малосернистая. Вязкость нефти при 20 ^{o}C в среднем составляет по пластам от 89,1 до 103,8 мм^2/с.

Плотность дегазированной нефти юрских горизонтов варьирует от 0,8846 до 0,8971 г/см^3. Нефть малопарафинистая (до 2,49%), высокосмолистая (до 15,7%), содержание асфальтенов – до 1,1%. Вязкость нефти при 20^{o}C варьирует по пластам от 52,34 до 137,78 мм^2/с. Температура застывания нефти ниже минус 20^{0}C.

Пластовые воды месторождения представлены меловыми (альбскими) и юрскими продуктивными горизонтами. Воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет соответственно 257,8 г/л и 290 г/л.

Мероприятия по борьбе с коррозией

Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Образование отложений асфальтено-смолопарафиновых веществ (АСПО) на поверхностях скважинного оборудования – наиболее распространенный вид осложнений при эксплуатации скважин.

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина (1.77%) и асфальтенов (до 1%) при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол.

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении Юго_Восточное Камышитовое применяют тепловой метод - промывки скважин горячей нефтью (ОГН). При промывке скважины и ПЗС горячей нефтью (ОГН) скважинный насос доспускают до нижнего интервала перфорации и, не прекращая работы насосной установки, горячую жидкость закачивают через

межтрубное пространство. По пути она нагревает НКТ, расплавляет парафин с их внутренних стенок и, проникая в призабойную зону, расплавляет и вымывает парафиносмолистые отложения в непосредственной близости от скважины. При этом парафин растворяется лишь в подъемных трубах и выкидной линии, призабойная зона скважины практически не прогревается. Желательно все ремонтные работы с образованием отложений АСПО проводить без остановки скважины.

На месторождении Юго-Восточное Камышитовое регулярно проводятся мероприятия по промывке скважин горячей нефтью. За 2025 год проведено 31 скв-операции. Результаты обработок приведены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 - Результаты проведения обработки призабойной зоны ОГН

№ п/п	№ скв.	Наименование мероприятия	Дата пуска	Дебит до мероприятия			Дебит после мероприятия			Первоначальный эффект	
				жидк., м3/сут	обв., %	нефть тн/сут	жидк., м3/сут	обв., %	нефть тн/сут	жидк., м3/сут	нефть тн/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	442	ОГН	03.01.25	13	20	9,4	16	20	11,5	3	2,2
2	451	ОГН	05.01.25	12	33,3	7,1	19	44,4	9,4	7	2,3
3	465	ОГН	06.02.25	1	17	0,7	7	13	5,4	6	4,7
4	443	ОГН	24.02.25	7	76	1,5	12	76	2,6	5	1,1
5	462	ОГН	12.03.25	7	10	5,5	10	10	7,9	3	2,4
6	448	ОГН	17.03.25	9	19	6,5	10	19	7,2	1	0,7
7	442	ОГН	02.04.25	12	24	8,2	16	24	10,9	4	2,7
8	464	ОГН	04.04.25	18	57	6,9	31	57	11,9	13	5,0
9	453	ОГН	07.04.25	23	65	7,2	28	65	8,7	5	1,6
10	444	ОГН	20.04.25	4	2,4	3,5	0	2,4	0,0	-4	-3,5
11	165	ОГН	27.04.25	8	75	1,8	26	75	5,8	18	4,0
12	461	ОГН	04.05.25	38	60	13,5	39	60	13,9	1	0,4
13	460	ОГН	11.06.25	9	3	7,8	20	3	17,3	11	9,5
14	176	ОГН	14.06.25	1,4	16	1,0	3,4	16	2,5	2	1,5
15	442	ОГН	15.06.25	0,2	16	0,1	16	5	13,5	15,8	13,4
16	111	ОГН	08.07.25	30	95	1,3	31	95	1,4	1	0,0
17	450	ОГН	24.07.25	7	24	4,8	7	24	4,8	0	0,0
18	444	ОГН	07.08.25	2	10	1,6	4	10	3,2	2	1,6
19	176	ОГН	05.09.25	1	28	0,6	3	28	1,9	2	1,3
20	165	ОГН	09.09.25	8,6	63	2,9	13,3	63	4,4	4,7	1,6
21	442	ОГН	12.09.25	11,3	20	8,1	14	20	10,1	2,7	1,9
22	451	ОГН	16.09.25	10,5	53	4,4	12	53	5,1	1,5	0,6
23	449	ОГН	21.09.25	47	77	9,7	48	76	10,4	1	0,6
24	434	ОГН	09.10.25	6	18	4,4	1	18	0,7	-5	-3,7
25	460	ОГН	18.10.25	15	12	11,9	15	12	11,9	0	0,0
26	446	ОГН	24.10.25	15	73	3,6	15	73	3,6	0	0,0
27	447	ОГН	07.11.25	33	79	6,2	35	79	6,6	2	0,4

28	429	ОГН	18.11.25	11	17	8,2	10	17	7,5	-1	-0,7
29	468	ОГН	23.11.25	45	26	30,0	46	28	29,8	1	-0,2
30	431	ОГН	24.11.25	7	67	2,1	12	40	6,5	5	4,4
31	450	ОГН	26.11.25	5	18	3,7	0	18	0,0	-5	-3,7

Мероприятия по защите от пескопроявления

Среднеюрские и альбские отложения представлены песчаниками, песками, алевролитами и глинами. Пески серые, мелкозернистые, слюдистые.

Наличие песков и песчаников в отложениях предопределяют вероятность пескопроявления, которое является фактором, осложняющим работу штанговых насосных установок. Песок, попадая в насос, разрушает пригнанные поверхности деталей насоса, увеличивает утечки жидкости через клапаны и зазор между цилиндром и плунжером, а иногда вызывает заклинивание плунжера и обрывы штанг.

Для сепарации песка от жидкости до её поступления в насос, на приёме насоса устанавливают защитные приспособления, называемые газопесочными якорями типа ЯГП-1-4 или ЯГП-2-4, работа которых основана на гравитационном принципе. В песочном якоре жидкость изменяет направление движения на 180°, песок отделяется и скапливается в специальном кармане в нижней части якоря. При заполнении кармана песком якорь извлекают на поверхность и очищают. Условием эффективной работы песочного якоря является существование в якоре скорости восходящего потока жидкости, меньшей скорости оседания частиц песка. На месторождении Юго-Восточное Камышитовое за отчетный период проводилась промывка песчаной пробки на скважине №175, в результате дебит нефти увеличился на 1,5 т/сут., обводненность продукции увеличилась на 33%.

Таблица 6.2.2 - Промывка песчаных пробок скважин

№ п/п	№ скв.	Наименование мероприятия	Дата пуска	Дебит до мероприятия			Дебит после мероприятия			Первоначальный эффект	
				жидк., м3/сут	обв., %	нефть тн/сут	жидк., м3/сут	обв., %	нефть тн/сут	жидк., м3/сут	нефть тн/сут
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
1	175	Промывка песчаной пробки	24.06.2025	1,5	5	1,3	5	38	2,8	3,5	1,5

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки представлены в таблице 7.5.3

Таблица 6.2.3 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На дату проекта	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями.	31 скв-операции	согласно графику	глубинное оборудование, выкидные линии
2		Промывка песчаных пробок нефтяных скважин	2 скв-операции	согласно графику	
3	На период прогноза	Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями	30 скв-операции	согласно графику	-
4		Промывка песчаных пробок нефтяных скважин	2 скв-операции	согласно графику	-

Основные выводы и рекомендации по разделу:

- С целью предотвращения отложений на нефтепромысловом оборудовании на месторождении Юго-Восточное Камышитовое можно рекомендовать инструмент «Энеркет» Канадской фирмы «Para-Tech Energy Services Inc.». Инструмент «Энеркет» представляет собой отрезок трубы стандартного диаметра в дополнительном металлическом кожухе. Инструмент имеет резьбовое соединение и легко встраивается в существующие конструкции насосно- компрессорных труб. Внутри кожуха находится смесь кристаллов кварца и металлических частиц. При прохождении потока жидкости через рабочую зону инструмента кварцевые кристаллы генерируют электромагнитную волну, которая передает свою энергию жидкости. Эта вибрационная энергия передается протекающей жидкости и позволяет сохранить первоначальную молекулярную структуру сырой нефти на всем протяжении скважины и предохраняет растворенные в нефти парафины, смолы и кальций от перехода в твердую фазу. Учитывая технологические параметры работы скважин, наиболее подверженных парафинизации, произведены расчеты по установлению начала процесса кристаллизации парафина в нефтяных скважинах. Установлено, что отложения парафина происходит на глубине около от 90 метров до 634 метров. В целях оптимального применения инструмента его спускают под скважинный насос в количестве, зависящим от дебита скважины - на 5м^3 добываемой нефти используют один инструмент «Энеркет».

- Существует много методов борьбы с пескопроявлением: улучшение условий по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность – применение трубчатых штанг, спуск хвостовиков в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости; для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные

конструкции якорей, поднасосных фильтров и других защитных устройств; для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин применяются химические, физико – химические и механические методы крепления и комбинации этих методов; наиболее простыми и доступными методами предотвращения поступления песка из пласта являются механические, к ним относятся оборудование скважин противопесочными вставными фильтрами или образование фильтров на забое путем намыва фильтрующих материалов.

Таким образом, исходя из вышеуказанного анализа, мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО и по промывке песчаных пробок на месторождении Юго-Восточное Камышитовое, показывают эффективность и рекомендуется их продолжать.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, посскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Существующая система сбора и подготовки нефти

Действующим проектным документом разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения ЮВК представлена на рисунке 6.3.1, технологическая схема УПН месторождения ЮВК представлена на рисунке 6.3.2.

По состоянию на 01.01.2026г год фонд эксплутационных скважин составляет 114 единиц. Продукция с добывающих скважин месторождения ЮВК по выкидным линиям поступают на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ в кол-ве 9-единиц). На автоматизированных групповых замерных установках производится замер дебита нефти. После замера дебита ГЖС по нефтяному трубопроводу Ø159×6мм поступает на Установку подготовки нефти месторождения Камышитовое Юго-Восточное.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции ЮВК приведена на рисунке 6.3.1.

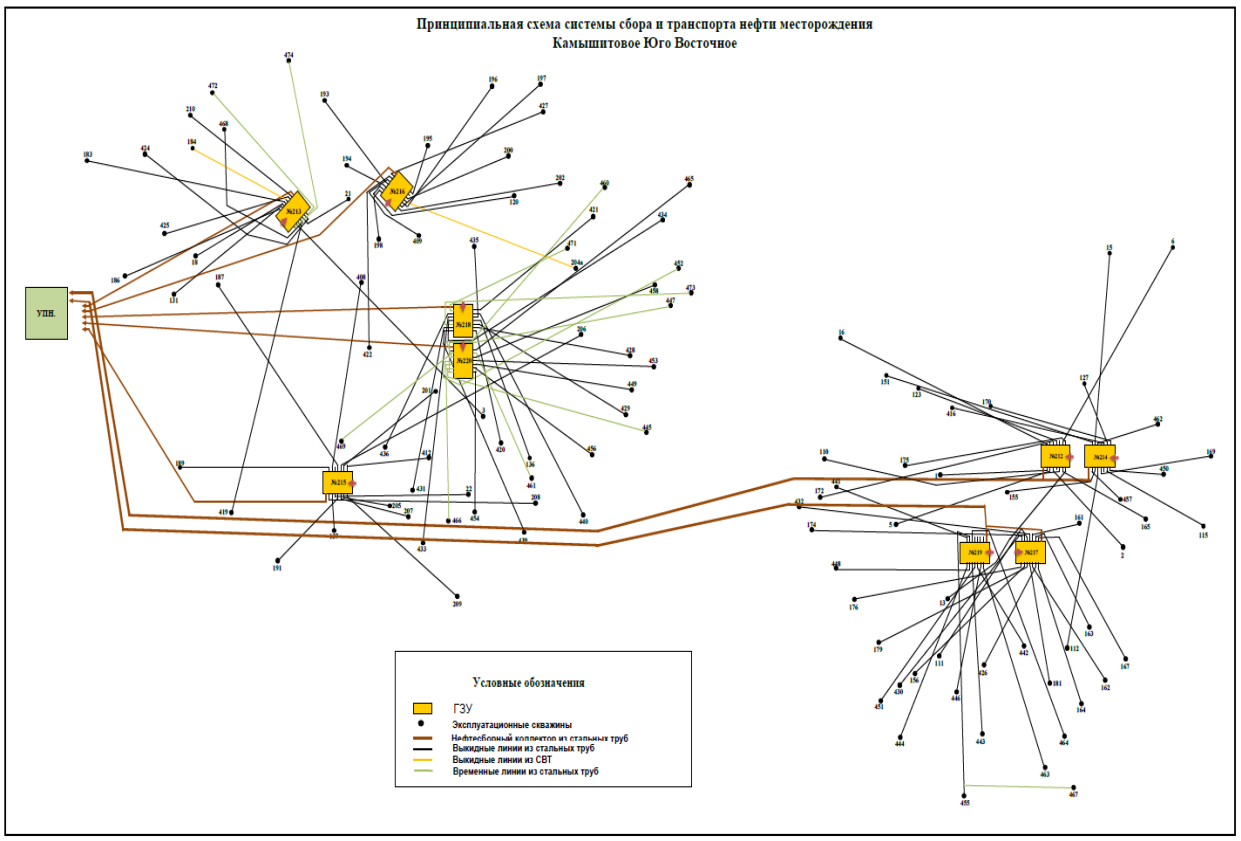


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождении ЮВК

Установка подотоговки нефти ЮВК

Продукция скважин месторождения Юго-Восточное Камышитовое с автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) №213 (Р=1,5-2,0 кгс/см^2), №215 (Р=2,0-2,5 кгс/см^2), №216 (Р=1,5-2,0 кгс/см^2), №218 (Р=2,0-2,5 кгс/см^2) и №220 (Р=2,3-2,8 кгс/см^2), по отдельным нефтесборным трубопроводам Ø159х6 мм, поступает на установку подготовки нефти (УПН) месторождения ЮВК в параллельные нефтегазосепараторы, где производится дегазация нефти и удаления из нее попутного газа. Перед нефтегазосепараторами с БР-2,5 в коллектор дозируется деэмульгатор марки «Рандем». С нефтегазосепараторов нефтяная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1, №2. Нефтяная эмульсия с печей ПТ 16/150 №1, №2 с Т = 40-45ºС выходят и поступает на ОГ-200, где происходит разделение нефти и воды.

Попутная вода с отстойника ОГ-200 поступает в отстойник ОПФ-3000/6 с патронным фильтром на подготовку, где очищается пластовая вода от механических примесей.

Продукция добывающих скважин месторождения Юго-Восточное Камышитовое с 4-х автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) №№212, 214, 217 и 219, под давлением 4,5-5,5 кгс/см^2, по единому нефтесборному трубопроводу Ø159х6 мм

поступает на УПН и далее подогревается в ПТ 16/150 №3 и соединяется с общим коллектором, которая поступает на РВС №1 (технологический).

Из резервуара №1 нефть через переточную линию поступает в резервуар №2 и насосами внешней откачки типа ЦНС-180/128 №1(резерв), №2, обводненностью до 1% откачивается по нефтепроводу Ø159х6мм через счетчик расхода нефтяной эмульсии марки «KROHNE OPTIMASS 1400» в УПН месторождения Камышитовое Юго-Западное.

Далее предварительно подготовленная нефть месторождений ЮВК, ЮЗК и ЮВН перекачивается на ЦПСиПН С.Балгимбаев для дальнейшей подготовки нефти до товарной группы и сдачи ее в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл».

Отделившаяся пластовая вода с РВС №1, №2 поступает в РВС №3. Пластовая вода, с РВС №3 с помощью насосных установок марки ЦНС-180-425 в количестве 2-единиц и ГНК8-1700-600 1 ед. (1-ед).и через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается в систему ППД.

Выделившийся газ на нефтегазосепараторе после осушки в газосепараторе ГС используется на ПТ16/150 №1, №2, №3, котельной.

Сброс нефтяных остатков с аппаратов производится в подземную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

Принципиальная схема УПН месторождения Юго-Восточное Камышитовое представлена на рисунке 6.3.2.

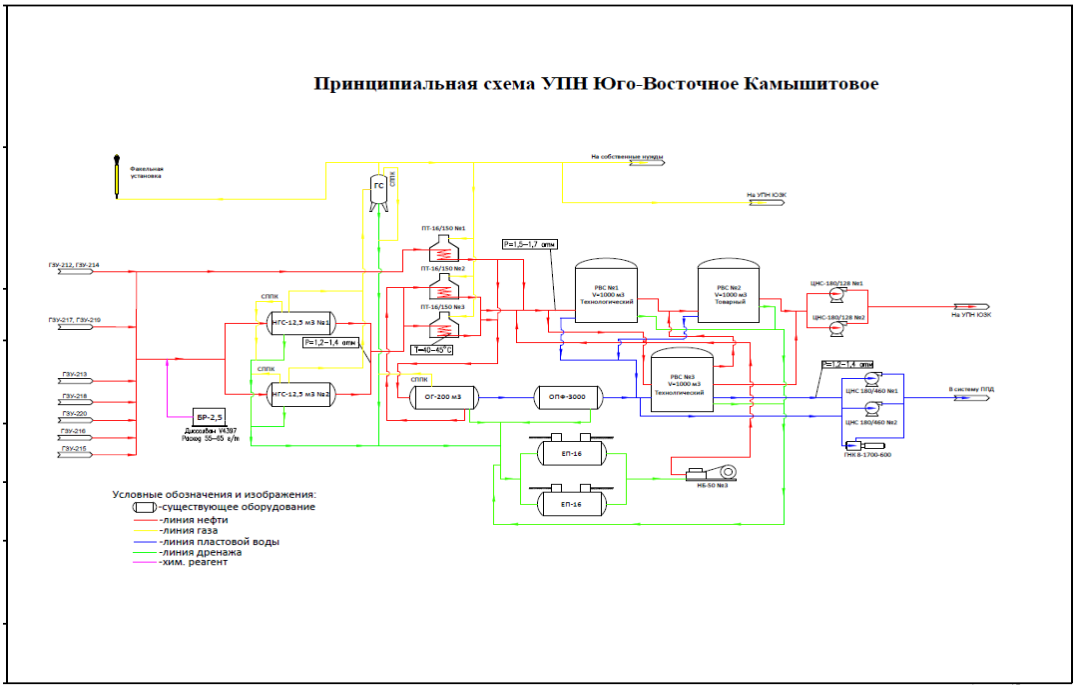


Рисунок 6.3.2 - Принципиальная схема УПН месторождения Юго-Восточное Камышитовое

В проектный период 2026-2035 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин №508 в 2028 году. Предусмотреть обустройство устья эксплуатационной нефтяной скважины выкидным трубопроводом со скважины до АГЗУ. Рекомендуется

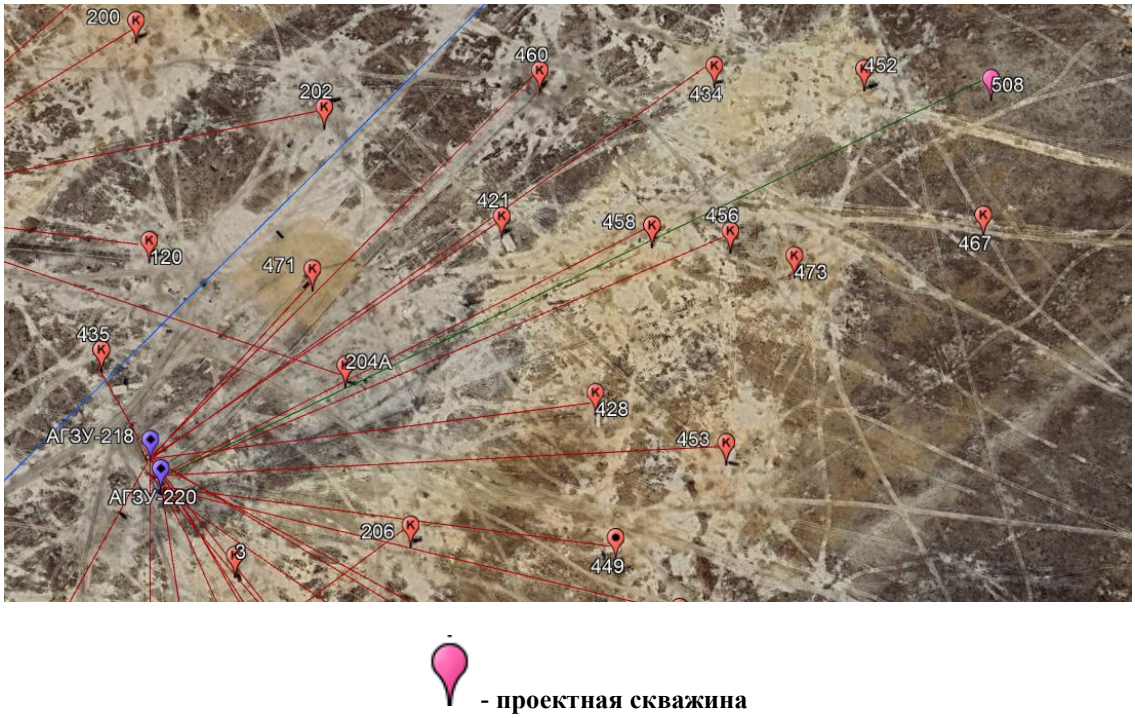
подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины промерзания грунта. Выкидной трубопровод проектной добывающей скважины будет подключаться к существующей АГЗУ №220.

В таблице 6.3.1 результаты расчетов трубопровода проектной добывающей скважины.

Таблица 6.3.1 - Результаты расчетов трубопровода проектной добывающей скважины месторождения ЮВК

Точка подключения скважины	№ скважин	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
АГЗУ-220	508	110х5	850	СВТ

Схема расположения проектной добывающей скважины представлена приведена на рисунок 6.3.3.



- проектная скважина

Рисунок 6.3.3 – Схема расположения проектной добывающей скважины

Расчет потерь нефти и газа

Расчет потерь нефти и газа

Технологические потери нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Камышитовое Юго-Восточное составляет -0,6504 %, по газу – 0,293 %, куда входят:

По нефти:

- потери от испарения нефти;
- потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества;

- потери от уноса капельной нефти потоком попутного газа;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов.

По газу:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при отборе проб.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Правительство РК отводит одно из важнейших мест в области использования ресурсов вопросу утилизации попутного газа. Основным путем утилизации газа является использование газа на собственные нужды в качестве топлива в печах для подготовки нефти.

На месторождении Камышитовое Юго-Восточное применяется система сбора и распределения попутного газа. Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С КС газ поступает на печи подогрева в качестве топлива и используется в подогревах ПТ-16/150 №1,2,3 для подогрева нефтяной жидкости и котлах «КСГ-20 МН», «КДВ-1535» и «КДВ-1535».

Утилизация газа на месторождении Камышитовое Юго-Восточное осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Жайыкмунайгаз» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 гг. (Протокол №27/7-3 от 28.11.2025г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2026-31.12.2026гг. составляет V_V - 0,000372 млн. м^3, в том числе V_6 – 0,0 млн.^{3}, V_7 – 0,000204 млн. м^3, по категории V_8 – 0,000168 млн. м^3, V_9 – 0,0 млн. м^3 при добыче V-3,751 млн м^3. (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ53VPC00024913 от 04 декабрь 2024 года).

Баланс добычи и распределения нефтяного газа представлен в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное (1-вариант)

№	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м³/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м³/год									
				2026	2026	2026	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	**Добыча газа, (V_1)**						**5,880**	**5,653**	**5,345**	**4,979**	**4,599**	**4,272**	**3,941**	**3,761**	**3,615**	**3,344**
2	**Технологические потери**						**0,017**	**0,017**	**0,016**	**0,015**	**0,013**	**0,013**	**0,012**	**0,011**	**0,011**	**0,010**
3	**Собственные нужды (V_1) в т.ч.:**						**5,863**	**5,636**	**5,329**	**4,964**	**4,585**	**4,260**	**3,929**	**3,750**	**3,604**	**3,334**
3.1	ПТ-16/150 №0156 печь подогрева нефти	1	1	200	24	365	1,752	1,752	1,757	1,752	1,752	1,752	1,423	1,254	1,11	0,84
3.2	ПТ-16/150 №0157 печь подогрева нефти	1	1	200	24	365	1,752	1,752	1,76	1,59	1,214	0,888	0,881	0,876	0,88	0,88
3.3	ПТ-16/150 №0316 печь подогрева нефти	1	1	184,3872	24	365	1,615	1,389	1,068	0,876	0,876	0,876	0,878	0,876	0,88	0,88
3.4	КСГ-20 МН котел	1	1	20,0002	24	182	0,087	0,087	0,088	0,087	0,087	0,087	0,088	0,087	0,087	0,087
3.5	КДВ-1535 котел	2	1	35	24	365	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307
3.6	Unicall Ellprex-340 котел	2	1	80	24	182	0,349	0,349	0,351	0,349	0,349	0,349	0,351	0,349	0,349	0,349
4	**Технологический неизбежное сжигания газа:**						**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**
4.1	**объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7):**						**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**	**0,000204**
4.1.1	**Дежурная горелка УФА-I-100-12-ФОК-200**	1	1	5		12	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006
4.1.2	**при продувке факельного коллектора**	1	1	12		12	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144
4.2	**объем сжигаемого газа при техобслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V_8)**						**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное (рекомендуемый 2-вариант)

№	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м³/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м³/год									
				2026	2026	2026	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	**Добыча газа, (V_1)**						6,013	6,172	6,142	5,799	5,414	5,061	4,705	4,500	4,331	4,038
2	**Технологические потери**						**0,018**	**0,018**	**0,018**	**0,017**	**0,016**	**0,015**	**0,014**	**0,013**	**0,013**	**0,012**
3	**Собственные нужды (V_1) в т.ч.:**						**5,995**	**6,153**	**6,123**	**5,782**	**5,398**	**5,046**	**4,690**	**4,487**	**4,318**	**4,026**
3.1	ПТ-16/150 №0156 печь подогрева нефти	1	1	200	24	365	1,752	1,752	1,757	1,752	1,752	1,752	1,429	1,396	1,25	1,07
3.2	ПТ-16/150 №0157 печь подогрева нефти	1	1	200	24	365	1,752	1,752	1,76	1,59	1,501	1,455	1,408	1,226	1,18	1,12
3.3	ПТ-16/150 №0316 печь подогрева нефти	1	1	199,4438	24	365	1,747	1,906	1,863	1,694	1,402	1,095	1,107	1,121	1,14	1,10
3.4	КСГ-20 МН котел	1	1	20,0002	24	182	0,087	0,087	0,088	0,087	0,087	0,087	0,088	0,087	0,087	0,087
3.5	КДВ-1535 котел	2	1	35	24	365	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307
3.6	Unicall Ellprex-340 котел	2	1	80	24	182	0,349	0,349	0,351	0,349	0,349	0,349	0,351	0,349	0,349	0,349
4	**Технологический неизбежное сжигания газа:**						**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**	**0,000372**
4.1	**объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7):**						0,000204	0,000204	0,000204	0,000204	0,000204	0,000204	0,000204	0,000204	0,000204	0,000204
4.1.1	**Дежурная горелка УФА-I-100-12-ФОК-200**	1	1	5		12	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006	0,00006
4.1.2	**при продувке факельного коллектора**	1	1	12		12	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144
4.2	**объем сжигаемого газа при техобслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V_8):**						**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**	**0,000168**

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

В настоящее время разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления путем закачки попутно-добываемой воды через нагнетательные скважины. В качестве источника водоснабжения для ППД на месторождении используется попутно-добываемая пластовая вода месторождения. Подготовка воды для ППД осуществляется на установке подготовки нефти месторождения ЮВК.

В состав системы ППД входит следующее оборудование:

- Емкость в объеме №3 V-1000 м^3, куда производится сброс воды с резервуара РВС №1 (тех) и ОПФ-3000;
- насосы для закачки пластовой воды (3-ед.): ЦНС-180/425 №1, №2 и ГНК 8-1700-600 №1;
- водораспределительные пункты: ВРП-1 и ВРП-2 на месторождении ЮВК;
- стальные напорные водоводы до ВРП-1 и ВРП-2;
- нагнетательные линии от ВРП до нагнетательных скважин.

В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении используется попутно добываемая вода месторождения ЮВК, отделившаяся методом гравитационного отстоя от водонефтяной эмульсии на УПН месторождения ЮВК.

Фонд нагнетательных скважин на 01.01.2026 год составляет 20-единиц (№ 4, 15, 171, 178, 11, 135, 166, 168, 114, 173, 177, 8, 121, 122, 124, 128, 129, 192, 423 и 437).

Принципиальная схема системы ППД месторождения Камышитовое Юго-Восточное показана на рисунке 6.5.1.

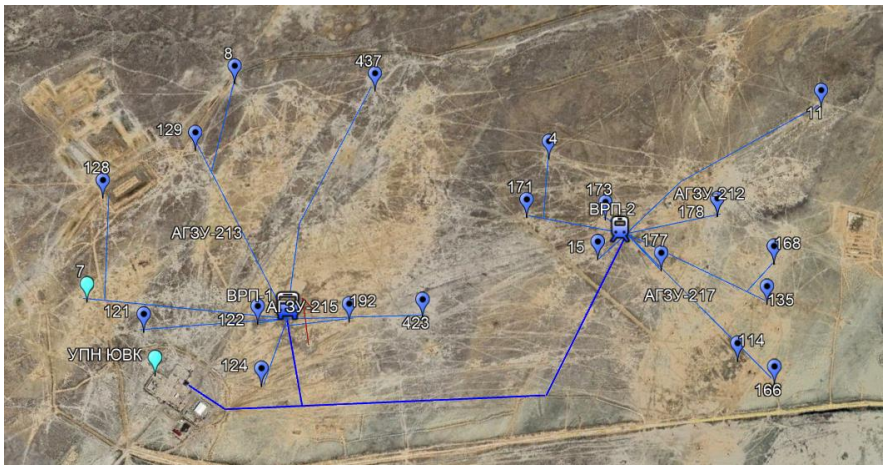


Рисунок 6.5.1 - Принципиальная схема системы ППД месторождения Камышитовое Юго-Восточное

Для системы ППД используется пластовая вода, отделившаяся методом гравитационного отстоя от водонефтяной эмульсии на УПН месторождения ЮВК. Производится сброс воды с резервуара, затем с помощью насосных установок ЦНС-180/425 2-ед и ГНК 8-1700-600 1-ед перекачивается на нагнетательные скважины.

Требования и рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения, в действующем проектном документе разработки месторождения Уаз приняты согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденному и введенном в действие Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан от 31 октября 2007 года № 596.

Лабораторные исследования воды из пробы, отобранный с общего коллектора ППД. Результаты этих исследований приведены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Лабораторные исследования воды из пробы, отобранный с общего коллектора ППД.

Плотность при 20°С, г/см^3	pH	Содержание ионов, мг/дм^3						Общая минерализация, мг/дм^3	Общая жесткость, мг-экв/дм^3	Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3	Механические примеси, мг/дм^3	Тип воды по Сулину	Содержание железа мг/дм^3		H_2S, мг/дм^3
		HCO_3^-	SO_4^{-2}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$						Fe^{2+}	Fe^{3+}	
1,1807	6,52	356,85	116,5	161213,3	1152,3	1155,2	101278,2	265272,36	152,5	9,3	35	хлоркальц	Не обнар	12,6	Не обнар

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.2. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Таблица 6.5.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

1) Водородный показатель (pH) находится в пределах нормы и составляет 6,52.

2) Механические примеси и содержание нефтепродуктов составляют на выходе ППД 35 мг/дм^3 и 9,3 мг/дм^3, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация) для заводнения нефтяных пластов.

Ниже в Таблице 6.5.3 представлена проницаемость пористой среды коллектора

объектов, куда производится закачка.

Таблица 6.5.3. Проницаемость пористой среды коллектора

Объекты	Проницаемость, мкм^2
I	0,275
II	0,492
III	0,330
IV	0,272

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород составляет в среднем 0,272 по 0,492 мкм^2. Результат исследования показывает, что содержание механических примесей превышает допустимое. Принимая во внимания таблицу 6.5.2 улучшить качество воды для заводнения нефтяных пластов.

В таблице 6.5.4 приведены технические характеристики насосных установок КНС месторождения ЮВК для закачки воды в пласт.

Таблица 6.5.4 – Технические характеристики насосных установок ППД

№ п/п	№ насоса	Рабочий агент	Закачка, м^3/сут	Закачка, м^3/год
1	ЦНС-180/425 №1,2	пластовая вода	8640	3153600
2	ГНК 8 1700-600		1700	620500

На прогнозный период 2026-2035 гг. максимальная закачка воды ожидается в 2034г. в объеме 898,828 м^3/год/2462 м^3/сут.

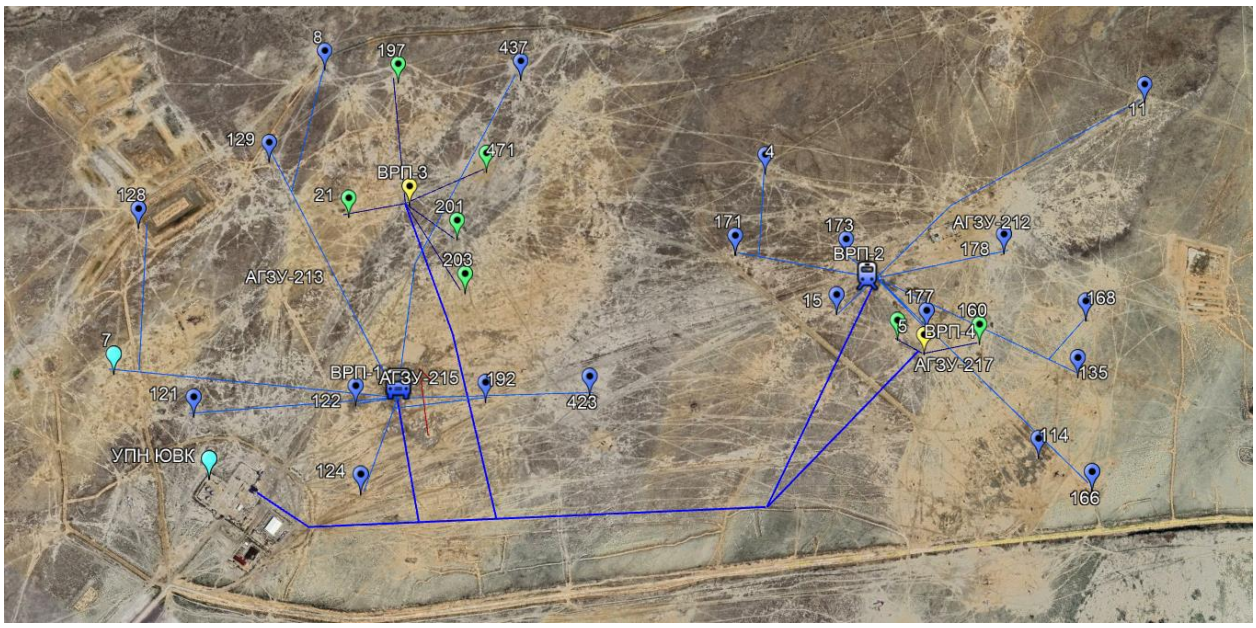
Производительность существующих насосов ЦНС-180/425 №1, 2 и ГНК 8 1700-600 системы ППД месторождения ЮВК, предназначенные для закачки воды в нагнетательные скважины сможет обеспечить закачку воды проектных показателей.

В проектный период 2026-2035 годы ожидается ввод под нагнетания скважин №197, №201, №471 в 2026 г, №21, №160 в 2027 году, №203 в 2028 году и №5 в 2030 году. Прокладка нагнетательного трубопровода будет подключаться подземно к проектной ВРП в кол-ве 2-единиц. Скважины №203,201,471,21,197 будут подключаться к проектной ВРП-3, №5 и №160 будут подключены к проектной ВРП-4. Проектный высоконапорный трубопровод от основного коллектора до проектной ВРП-3 будет составлять 1150 м и до ВРП-4 будет составлять 780 м.

В таблице 6.5.5 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения ЮВК.

Таблица 6.5.5 – Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения ЮВК

№	№ ВРП	№ скважин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	ВРП-4	5	2030	110х5	120	СВТ
2	ВРП-4	160	2027	110х5	220	СВТ
3	ВРП-3	197	2026	110х5	470	СВТ
4	ВРП-3	201	2026	110х5	240	СВТ
5	ВРП-3	471	2026	110х5	320	СВТ
6	ВРП-3	21	2027	110х5	240	СВТ
7	ВРП-3	203	2028	110х5	390	СВТ



-проектная нагнетательная скважина

- проектный ВРП

Рисунок 6.5.2 - Схема расположения проектных нагнетательных скважин месторождения ЮВК

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенная в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» предусматривается бурение 3-х вертикальных скважин, 2 из них резервные скважины на контрактной территории АО «Эмбамунайгаз».

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза и опыт проходки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважины рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Камышитовое Юго-Восточное:

Вертикальная скважина №508 глубиной 500м на IV объект.

В рамках настоящего дополнения предусматривается резервный фонд скважин в количестве 2 ед.:

- вертикальная скважина №510 глубиной 500м на IV объект,

- вертикальная скважина №509 глубиной 700м на III объект;

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин (№№508, 510) IV-го объекта на месторождении Камышитовое Юго-Восточное проектной глубиной 500 м:

Направление Ø 323,9мм спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину от 200 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до глубины спуска эксплуатационной колонны и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна ∅168,3 мм, спускается на глубину 500 м и цементируется до устья с целью освоения продуктивных горизонтов.

Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция вертикальных скважин IV объекта (проектный и резервный фонд)

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента, м
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1	Направление	393,7	323,9	30	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	200	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	500	До устья

Примечание: Рекомендуемая конструкция скважины возможно будет корректироваться по геологическому строению скважины.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 500 м и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтаже способностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на Камышитовое Юго-Восточное более полно отвечает буровая установка ZJ-15 или ZJ-20. На данных буровых установках возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой системы очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в групповом техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.3. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин составила: глубиной 500м – 36,29сут.

Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 500м.

Наименование работ	Время, сут.
Расчет продолжительности бурения вертикальной скважины глубиной 500м (IV объект)	
Подготовительные работы к бурению	4
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7
Бурение и крепление скважины(крепление), в том числе:	13,19
бурение	7,31
крепление	5,88
Время монтажа подъемника для испытания	2
Освоение объектов в колонне	6,1
Строительно-монтажные работы	4
Полная продолжительность цикла строительства скважины	36,29

Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины (№509) III-го объекта на месторождении Камышитовое Юго-Восточное проектной глубиной 700 м:

Направление Ø 323,9мм спускается на глубину 30 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину от 200 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до глубины спуска эксплуатационной колонны и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна ∅168,3 мм, спускается на глубину 700 м и цементируется до устья с целью освоения продуктивных горизонтов.

Таблица 7.1.3 – Проектная конструкция вертикальных скважин III объекта (резервный фонд)

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента, м
		долото	колонна		
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Направление	393,7	323,9	30	До устья
2.	Кондуктор	295,3	244,5	200	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	700	До устья

Примечание: Рекомендуемая конструкция скважины возможно будет корректироваться по геологическому строению скважины.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 500 м и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтаже способностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на Камышитовое Юго-Восточное более полно отвечает буровая установка ZJ-15 или ZJ-20. На данных буровых установках возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой системы очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в групповом техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.5. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР.

Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин составила: глубиной 700м – 38,94сут.

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 700м.

Наименование работ	Время, сут.
Расчет продолжительности бурения вертикальной скважины глубиной 700м (III объект)	
Подготовительные работы к бурению	4
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7
Бурение и крепление скважины(крепление), в том числе:	1
бурение	8,63
крепление	6,21
Время монтажа подъемника для испытания	2
Освоение объектов в колонне	6,1
Строительно-монтажные работы	4
Полная продолжительность цикла строительства скважины	38,94

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, 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 ингибирующих полимерных 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-илоотделители и центрифуга, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Цементирование обсадных колонн

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при наличии пропластков низкими градиентами 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.

Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-СС-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

В случае необходимости отбора керна в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» через каждые 5 м нефтенасыщенных толщин.

Оборудования устья скважин

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014г.), после спуска и цементирования кондуктора устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП-32-280/80х14 по ГОСТ 13862-2003.

Обвязку обсадных колонн скважин предусмотрено производить с помощью колонной головки ОКК1-14-168х245, которое устанавливается на кондукторе на резьбовом соединении.

После крепления скважины эксплуатационной колонной устья добывающих скважин оборудуются фонтанной арматурой АФ1-65х14, а устья нагнетательных скважин - нагнетательной арматурой АНК1-65х21 по ГОСТ 13846-2003.

Примечание: Скважины, работающие с начала разработки месторождения (1999 г.), допускается эксплуатировать с устьевыми оборудованиями типа ОУ без переоборудования устьев на ОКК1-14-168х245, так как они не нарушают условия безопасного ведения работ. В настоящее время месторождение находится в третьей стадии разработки и имеет тенденцию падающей добычи нефти с увеличением обводненности добываемой продукции **(**текущие пластовые давления относительно к начальному в среднем упали на 30%). При этом на месторождении отсутствуют фонтанные скважины, весь фонд работает на механизированном способе эксплуатации и с ППД с закачкой попутно-добываемой воды. Объекты разработки имеют низкие значения растворенного газа и высокую вязкость нефти.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа «Predator»-4 ½″ или RDX 4505-4 ½″ и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8 м) и диаметра (12-14 мм). Плотность прострела 10-20 отверстий на 1 п. метр. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ПОПБ для ОПОНГОП [21]. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН(ВН). При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

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	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	135,1	140,9	140,1	133,5	126,0	118,8	111,9	107,6	103,7	98,1	93,2	89,7	85,6	79,6	75,1	71,7	67,1	61,5	56,2
2	в том числе: из переходящих скважин	135,1	137,7	140,1	133,5	126,0	118,8	111,9	107,6	103,7	98,1	93,2	89,7	85,6	79,6	75,1	71,7	67,1	61,5	56,2
3	из новых скважин	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	135,1	140,9	140,1	133,5	126,0	118,8	111,9	107,6	103,7	98,1	93,2	89,7	85,6	79,6	75,1	71,7	67,1	61,5	56,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	19,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	83,5	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
14	в том числе: эксплуатационные скважины	83,5	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	142,5	135,1	137,7	140,1	133,5	126,0	118,8	111,9	107,6	103,7	98,1	93,2	89,7	85,6	79,6	75,1	71,7	67,1	61,5
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	142,5	135,1	144,4	140,1	133,5	126,0	118,8	111,9	107,6	103,7	98,1	93,2	89,7	85,6	79,6	75,1	71,7	67,1	61,5
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	135,1	137,7	140,1	133,5	126,0	118,8	111,9	107,6	103,7	98,1	93,2	89,7	85,6	79,6	75,1	71,7	67,1	61,5	56,2
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-7,4	2,6	-4,4	-6,5	-7,5	-7,3	-6,9	-4,3	-3,9	-5,6	-4,9	-3,5	-4,1	-6,0	-4,5	-3,4	-4,5	-5,7	-5,3
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,2	1,9	-3,0	-4,7	-5,6	-5,8	-5,8	-3,8	-3,6	-5,4	-5,0	-3,8	-4,6	-7,0	-5,7	-4,5	-6,3	-8,5	-8,6
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	4	4	3	6	4	2	0	2	4	1	2	3	6	1	3	3	8	3
26	в том числе: под закачку	3	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	111	108	104	101	95	91	89	89	87	83	82	80	77	71	70	67	64	56	53
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	111	108	104	101	95	91	89	89	87	83	82	80	77	71	70	67	64	56	53
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	111	108	104	101	95	91	89	89	87	83	82	80	77	71	70	67	64	56	53
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	3	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	3	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	24	26	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	27
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	24	26	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	27
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	18,6	22,9	25,7	27,5	29,0	30,6	31,4	32,2	32,9	33,5	34,0	34,8	35,5	36,3	37,0	37,5	37,9	39,0	40,2
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	18,6	22,8	25,7	27,5	29,0	30,6	31,4	32,2	32,9	33,5	34,0	34,8	35,5	36,3	37,0	37,5	37,9	39,0	40,2
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	38,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	81,4	83,8	85,1	86,3	87,2	88,0	88,6	89,2	89,7	90,1	90,4	90,8	91,1	91,4	91,7	91,9	92,2	92,4	92,6
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	81,4	84,0	85,1	86,3	87,2	88,0	88,6	89,2	89,7	90,1	90,4	90,8	91,1	91,4	91,7	91,9	92,2	92,4	92,6
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,5	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,5	3,6	3,8	3,8	3,7	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	73,0	80,8	84,0	86,2	86,6	85,8	85,9	87,4	88,8	87,9	87,0	87,6	87,1	84,1	82,0	80,8	78,2	73,8	70,8
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	725,4	868,4	942,7	974,8	985,1	986,5	980,7	992,2	1002,5	987,3	973,7	975,6	966,4	930,2	904,6	889,5	858,8	808,4	758,6
50	в том числе: из переходящих скважин	725,4	862,0	942,7	974,8	985,1	986,5	980,7	992,2	1002,5	987,3	973,7	975,6	966,4	930,2	904,6	889,5	858,8	808,4	758,6
51	из новых скважин	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	725,4	868,4	942,7	974,8	985,1	986,5	980,7	992,2	1002,5	987,3	973,7	975,6	966,4	930,2	904,6	889,5	858,8	808,4	758,6
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	19539,1	20407,5	21350,2	22325,0	23310,1	24296,6	25277,3	26269,5	27272,0	28259,3	29233,0	30208,6	31175,0	32105,2	33009,8	33899,3	34758,1	35566,6	36325,2
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	5413,5	5554,4	5694,5	5828,0	5954,0	6072,8	6184,6	6292,2	6395,9	6494,0	6587,2	6676,9	6762,5	6842,1	6917,2	6988,9	7056,0	7117,5	7173,7
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,291	0,298	0,306	0,313	0,320	0,326	0,332	0,338	0,343	0,349	0,354	0,358	0,363	0,367	0,371	0,375	0,379	0,382	0,385
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	69,0	70,8	72,6	74,3	75,9	77,5	78,9	80,3	81,6	82,8	84,0	85,2	86,3	87,3	88,2	89,1	90,0	90,8	91,5
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,7	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,3	5,8	6,1	6,2	6,3	6,3	6,3	6,5	6,7	6,8	6,9	7,2	7,4	7,4	7,5	7,8	7,9	7,8	7,8
59	Закачка воды, тыс.$м^3$	590,3	727,5	802,6	841,3	859,0	867,7	868,8	884,6	898,8	889,2	880,5	885,9	880,8	850,6	829,5	817,8	791,7	747,0	702,5
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	14986,2	15713,7	16516,3	17357,6	18216,6	19084,4	19953,2	20837,8	21736,7	22625,8	23506,4	24392,3	25273,1	26123,6	26953,2	27771,0	28562,7	29309,6	30012,1
61	Газовый фактор, $м^3$/т	44,5	43,8	43,9	43,4	43,0	42,6	42,1	41,8	41,8	41,2	40,5	40,4	40,3	40,2	39,8	39,3	38,7	38,4	38,0
62	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	6,013	6,172	6,142	5,799	5,414	5,061	4,705	4,500	4,331	4,038	3,770	3,626	3,452	3,198	2,991	2,819	2,601	2,362	2,135
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	89,151	95,322	101,464	107,263	112,677	117,738	122,442	126,943	131,274	135,312	139,082	142,708	146,160	149,358	152,349	155,167	157,768	160,129	162,264

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	53,4	50,9	48,1	46,2	43,8	41,6	39,4	37,0	35,4	33,5	31,4	30,0	28,6	26,9	25,6	24,7	24,0	23,3	22,6
2	в том числе: из переходящих скважин	53,4	50,9	48,1	46,2	43,8	41,6	39,4	37,0	35,4	33,5	31,4	30,0	28,6	26,9	25,6	24,7	24,0	23,3	22,6
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	53,4	50,9	48,1	46,2	43,8	41,6	39,4	37,0	35,4	33,5	31,4	30,0	28,6	26,9	25,6	24,7	24,0	23,3	22,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
14	в том числе: эксплуатационные скважины	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	56,2	53,4	50,9	48,1	46,2	43,8	41,6	39,4	37,0	35,4	33,5	31,4	30,0	28,6	26,9	25,6	24,7	24,0	23,3
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	56,2	53,4	50,9	48,1	46,2	43,8	41,6	39,4	37,0	35,4	33,5	31,4	30,0	28,6	26,9	25,6	24,7	24,0	23,3
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	53,4	50,9	48,1	46,2	43,8	41,6	39,4	37,0	35,4	33,5	31,4	30,0	28,6	26,9	25,6	24,7	24,0	23,3	22,6
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,7	-2,5	-2,8	-1,8	-2,4	-2,2	-2,2	-2,4	-1,6	-1,9	-2,1	-1,4	-1,4	-1,6	-1,3	-1,0	-0,7	-0,7	-0,7
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,9	-4,7	-5,6	-3,8	-5,2	-5,1	-5,4	-6,1	-4,3	-5,2	-6,3	-4,5	-4,8	-5,7	-4,8	-3,8	-2,9	-2,9	-2,8
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	4	3	3	0	4	0	3	1	1	2	2	0	2	1	1	0	0	0	0
26	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	49	46	43	43	39	39	36	35	34	32	30	30	28	27	26	26	26	26	26
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	49	46	43	43	39	39	36	35	34	32	30	30	28	27	26	26	26	26	26
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	49	46	43	43	39	39	36	35	34	32	30	30	28	27	26	26	26	26	26
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	27	27	27	27	27	26	26	25	25	25	24	24	23	23	23	23	23	23	23
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	27	27	27	27	27	26	26	25	25	25	24	24	23	23	23	23	23	23	23
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	42,1	44,3	45,9	47,0	48,2	49,4	50,0	50,7	51,3	52,1	53,3	53,9	54,5	55,4	56,1	56,3	56,2	56,1	56,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	42,1	44,3	45,9	47,0	48,2	49,4	50,0	50,7	51,3	52,1	53,3	53,9	54,5	55,4	56,1	56,3	56,2	56,1	56,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,8	93,0	93,2	93,4	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,7	94,8	94,9	95,0	95,1	95,3	95,4	95,5
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,8	93,0	93,2	93,4	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,7	94,8	94,9	95,0	95,1	95,3	95,4	95,5
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	70,6	69,4	67,6	67,1	65,6	65,6	64,8	63,7	63,9	62,2	61,2	61,2	61,2	60,3	58,8	58,2	58,1	58,1	58,1
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	742,6	728,1	707,4	701,3	684,1	668,3	648,2	623,2	613,0	595,8	572,0	561,1	547,2	528,0	514,7	508,0	507,1	506,2	505,3
50	в том числе: из переходящих скважин	742,6	728,1	707,4	701,3	684,1	668,3	648,2	623,2	613,0	595,8	572,0	561,1	547,2	528,0	514,7	508,0	507,1	506,2	505,3
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	742,6	728,1	707,4	701,3	684,1	668,3	648,2	623,2	613,0	595,8	572,0	561,1	547,2	528,0	514,7	508,0	507,1	506,2	505,3
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	37067,7	37795,9	38503,3	39204,6	39888,6	40556,9	41205,1	41828,3	42441,3	43037,1	43609,1	44170,3	44717,4	45245,4	45760,2	46268,2	46775,3	47281,5	47786,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	7227,1	7278,0	7326,1	7372,3	7416,2	7457,8	7497,1	7534,1	7569,5	7603,1	7634,5	7664,5	7693,0	7720,0	7745,6	7770,3	7794,3	7817,6	7840,2
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,388	0,391	0,393	0,396	0,398	0,400	0,403	0,405	0,406	0,408	0,410	0,412	0,413	0,414	0,416	0,417	0,418	0,420	0,421
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,2	92,8	93,4	94,0	94,6	95,1	95,6	96,1	96,5	97,0	97,4	97,8	98,1	98,5	98,8	99,1	99,4	99,7	100,0
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,0	8,3	8,6	9,0	9,4	9,8	10,3	10,8	11,6	12,4	13,2	14,6	16,2	18,3	21,3	26,0	34,2	50,5	99,1
59	Закачка воды, тыс.$м^3$	689,1	677,2	659,3	655,0	640,2	626,7	608,8	586,3	577,6	562,2	540,6	531,1	518,6	501,1	489,1	483,3	483,1	482,9	482,7
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	30701,2	31378,4	32037,7	32692,8	33333,0	33959,7	34568,5	35154,8	35732,4	36294,6	36835,2	37366,3	37885,0	38386,0	38875,1	39358,5	39841,6	40324,5	40807,2
61	Газовый фактор, $м^3$/т	37,5	37,2	37,2	37,4	37,7	37,9	37,3	36,5	36,4	36,1	35,6	35,6	35,1	34,3	33,7	33,4	33,4	33,3	33,3
62	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	2,004	1,895	1,790	1,731	1,652	1,578	1,468	1,349	1,289	1,210	1,120	1,068	1,001	0,924	0,865	0,825	0,800	0,776	0,753
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	164,269	166,164	167,954	169,685	171,337	172,914	174,382	175,732	177,021	178,231	179,351	180,419	181,420	182,344	183,209	184,034	184,834	185,610	186,363

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	2040	2041	2042	2043	2044
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	11,7	12,4	11,7	11,6	11,2	10,5	10,2	10,0	9,5	9,4	9,6	9,3	8,9	8,3	8,3	8,5	8,3	7,7	7,2
2	в том числе: из переходящих скважин	11,3	12,4	11,7	11,2	11,2	10,5	10,2	10,0	9,5	9,4	9,6	9,3	8,9	8,3	7,9	8,5	8,3	7,7	7,2
3	из новых скважин	0,4	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	11,7	12,4	11,7	11,6	11,2	10,5	10,2	10,0	9,5	9,4	9,6	9,3	8,9	8,3	8,3	8,5	8,3	7,7	7,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	2,4	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	0	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	14,5	11,3	12,4	11,7	11,2	11,2	10,5	10,2	10,0	9,5	9,4	9,6	9,3	8,9	8,3	7,9	8,5	8,3	7,7
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	14,5	12,1	12,4	11,7	12,0	11,2	10,5	10,2	10,0	9,5	9,4	9,6	9,3	8,9	8,3	8,8	8,5	8,3	7,7
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,3	12,4	11,7	11,2	11,2	10,5	10,2	10,0	9,5	9,4	9,6	9,3	8,9	8,3	7,9	8,5	8,3	7,7	7,2
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-3,2	0,2	-0,6	-0,5	-0,8	-0,7	-0,3	-0,3	-0,5	0,0	0,2	-0,3	-0,4	-0,6	-0,4	-0,2	-0,2	-0,6	-0,5
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-22,2	2,0	-4,9	-4,6	-6,7	-6,4	-2,7	-2,7	-4,9	-0,5	1,9	-2,7	-4,8	-6,7	-4,7	-2,7	-2,7	-6,7	-6,5
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,4	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	2	1	0	3	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0	2	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	22	20	19	20	17	17	17	17	16	16	16	15	14	13	14	14	14	12	12
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	22	20	19	20	17	17	17	17	16	16	16	15	14	13	14	14	14	12	12
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	22	20	19	20	17	17	17	17	16	16	16	15	14	13	14	14	14	12	12
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8,6	10,7	12,1	12,9	14,0	15,2	15,6	16,0	16,5	17,2	18,0	18,9	20,0	20,7	20,9	20,8	21,0	21,8	22,6
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	8,5	10,7	12,1	12,9	14,0	15,2	15,6	16,0	16,5	17,2	18,0	18,9	20,0	20,7	21,2	20,8	21,0	21,8	22,6
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	11,6	0,0	0,0	11,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	81,8	84,2	85,7	86,7	87,5	88,2	88,9	89,5	89,9	90,1	90,4	90,8	91,1	91,4	91,5	91,6	91,9	92,1	92,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	81,9	84,2	85,7	86,9	87,5	88,2	88,9	89,5	89,9	90,1	90,4	90,8	91,1	91,4	91,7	91,6	91,9	92,1	92,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	79,0	0,0	0,0	79,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,5	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	42,6	51,6	54,0	57,1	52,7	46,6	48,0	49,1	48,9	49,6	51,7	52,5	51,9	50,1	50,4	52,2	52,7	50,5	48,5
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	64,0	78,0	82,0	87,2	89,7	89,3	92,1	94,4	94,1	95,6	99,7	101,3	100,3	96,9	97,5	101,0	102,0	97,9	94,2
51	в том числе: из переходящих скважин	62,1	78,0	82,0	85,2	89,7	89,3	92,1	94,4	94,1	95,6	99,7	101,3	100,3	96,9	95,6	101,0	102,0	97,9	94,2
52	из новых скважин	1,9	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	64,0	78,0	82,0	87,2	89,7	89,3	92,1	94,4	94,1	95,6	99,7	101,3	100,3	96,9	97,5	101,0	102,0	97,9	94,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1572,5	1650,5	1732,5	1819,7	1909,3	1998,6	2090,7	2185,1	2279,2	2374,8	2474,6	2575,9	2676,2	2773,1	2870,6	2971,5	3073,6	3171,5	3265,7
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	459,3	471,7	483,4	495,0	506,3	516,8	527,0	537,0	546,5	555,9	565,5	574,8	583,7	592,0	600,4	608,9	617,2	624,9	632,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,165	0,169	0,173	0,177	0,181	0,185	0,189	0,192	0,196	0,199	0,203	0,206	0,209	0,212	0,215	0,218	0,221	0,224	0,227
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	62,9	64,6	66,2	67,8	69,3	70,8	72,2	73,5	74,8	76,1	77,4	78,7	79,9	81,1	82,2	83,4	84,5	85,6	86,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,1	4,6	4,5	4,7	4,8	4,7	4,8	4,9	4,9	5,1	5,5	5,7	5,7	5,7	6,0	6,6	6,8	6,8	6,9
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	61,6	74,5	78,0	82,6	84,8	84,3	86,7	88,7	88,3	89,7	93,5	94,9	93,8	90,5	91,1	94,3	95,2	91,3	87,7
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	1514,2	1588,7	1666,7	1749,3	1834,1	1918,3	2005,0	2093,7	2182,0	2271,7	2365,1	2460,0	2553,8	2644,2	2735,3	2829,6	2924,7	3016,0	3103,7
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	96,9	97,0	97,2	97,3	97,4	97,5	97,6	97,7	97,8	97,9	98,0	98,1	98,1	98,2	98,2	98,3	98,4	98,4	98,4
64	Газовый фактор, $м^3$/т	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,048	0,051	0,048	0,048	0,046	0,043	0,042	0,041	0,039	0,039	0,039	0,038	0,036	0,034	0,034	0,035	0,034	0,032	0,030
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	2,386	2,437	2,485	2,533	2,579	2,622	2,664	2,705	2,744	2,782	2,822	2,860	2,897	2,931	2,965	3,000	3,034	3,065	3,095

Продолжение таблицы 8.2

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0	3,9
2	в том числе: из переходящих скважин	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0	3,9
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0	3,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	7,2	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,2	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0	3,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,7	-4,9	-4,7	-2,7	-5,0	-4,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	10	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	10	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,0	28,2	29,1	29,2	30,2	31,3	31,3	31,4	31,4	31,4	31,5	31,5	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,3	31,3
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,0	28,2	29,1	29,2	30,2	31,3	31,3	31,4	31,4	31,4	31,5	31,5	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,3	31,3
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,6	92,8	93,0	93,2	93,4	93,5	93,7	93,9	94,1	94,2	94,4	94,6	94,7	94,8	95,0	95,1	95,2	95,4	95,5
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,6	92,8	93,0	93,2	93,4	93,5	93,7	93,9	94,1	94,2	94,4	94,6	94,7	94,8	95,0	95,1	95,2	95,4	95,5
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	48,8	47,7	46,7	46,9	45,7	44,6	44,6	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,6	44,6	44,6	44,5	44,5	44,4	44,3
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	94,7	92,7	90,8	91,1	88,9	86,8	87,0	87,1	87,2	87,2	87,2	87,3	87,2	87,2	87,2	87,1	87,0	87,0	86,9
51	в том числе: из переходящих скважин	94,7	92,7	90,8	91,1	88,9	86,8	87,0	87,1	87,2	87,2	87,2	87,3	87,2	87,2	87,2	87,1	87,0	87,0	86,9
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	94,7	92,7	90,8	91,1	88,9	86,8	87,0	87,1	87,2	87,2	87,2	87,3	87,2	87,2	87,2	87,1	87,0	87,0	86,9
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3360,4	3453,1	3543,9	3635,1	3723,9	3810,7	3897,7	3984,8	4071,9	4159,2	4246,4	4333,7	4420,9	4508,1	4595,3	4682,4	4769,4	4856,4	4943,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	639,2	645,9	652,2	658,4	664,3	669,9	675,4	680,7	685,9	690,9	695,8	700,5	705,1	709,6	714,0	718,3	722,4	726,5	730,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,229	0,231	0,234	0,236	0,238	0,240	0,242	0,244	0,246	0,248	0,249	0,251	0,253	0,254	0,256	0,257	0,259	0,260	0,262
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	87,5	88,4	89,3	90,2	91,0	91,7	92,5	93,2	93,9	94,6	95,3	95,9	96,6	97,2	97,8	98,4	98,9	99,5	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,2	7,3	7,6	8,0	8,2	8,5	9,1	9,7	10,4	11,3	12,4	13,8	15,6	18,0	21,3	26,3	34,8	51,9	104,8
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	88,2	86,2	84,4	84,7	82,5	80,5	80,6	80,7	80,7	80,8	80,7	80,7	80,7	80,6	80,5	80,4	80,3	80,2	80,1
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	3191,9	3278,1	3362,5	3447,1	3529,7	3610,2	3690,8	3771,5	3852,3	3933,0	4013,8	4094,5	4175,1	4255,7	4336,2	4416,7	4497,0	4577,2	4657,3
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	98,5	98,5	98,6	98,6	98,6	98,7	98,7	98,7	98,7	98,8	98,8	98,8	98,8	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9	99,0
64	Газовый фактор, $м^3$/т	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,029	0,027	0,026	0,025	0,024	0,023	0,022	0,022	0,021	0,021	0,020	0,019	0,019	0,018	0,018	0,017	0,017	0,017	0,016
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	3,124	3,151	3,177	3,203	3,227	3,250	3,272	3,294	3,315	3,336	3,356	3,375	3,394	3,413	3,431	3,448	3,465	3,482	3,498

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	2040	2041	2042	2043	2044
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	8,4	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5	5,9	5,4	5,2	5,1	5,0	4,8
2	в том числе: из переходящих скважин	8,4	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5	5,9	5,4	5,2	5,1	5,0	4,8
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	8,4	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5	5,9	5,4	5,2	5,1	5,0	4,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,5	8,4	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5	5,9	5,4	5,2	5,1	5,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,5	8,4	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5	5,9	5,4	5,2	5,1	5,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,4	8,7	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,5	5,9	5,4	5,2	5,1	5,0	4,8
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,1	0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,6	-0,5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-19,6	2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-9,2	-9,0	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,6	21,4	23,2	24,6	25,7	26,6	27,4	28,1	28,6	29,1	29,6	29,9	30,3	31,2	32,1	32,4	32,5	32,7	32,9
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16,6	21,4	23,2	24,6	25,7	26,6	27,4	28,1	28,6	29,1	29,6	29,9	30,3	31,2	32,1	32,4	32,5	32,7	32,9
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	77,4	80,6	82,5	83,9	85,0	85,9	86,7	87,3	87,9	88,4	88,9	89,3	89,7	90,0	90,3	90,7	91,0	91,2	91,5
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	77,4	80,6	82,5	83,9	85,0	85,9	86,7	87,3	87,9	88,4	88,9	89,3	89,7	90,0	90,3	90,7	91,0	91,2	91,5
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,8	4,2	4,1	4,0	3,8	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,8	4,2	4,1	4,0	3,8	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	37,8	44,8	48,3	50,9	53,0	54,7	56,2	57,4	58,5	59,4	60,2	60,9	61,5	57,7	54,2	54,6	54,8	55,1	55,3
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	37,3	44,6	48,3	51,2	53,5	55,4	57,0	58,4	59,6	60,6	61,5	62,3	63,0	59,2	55,7	56,1	56,4	56,7	57,0
51	в том числе: из переходящих скважин	37,3	44,6	48,3	51,2	53,5	55,4	57,0	58,4	59,6	60,6	61,5	62,3	63,0	59,2	55,7	56,1	56,4	56,7	57,0
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	37,3	44,6	48,3	51,2	53,5	55,4	57,0	58,4	59,6	60,6	61,5	62,3	63,0	59,2	55,7	56,1	56,4	56,7	57,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1494,9	1539,5	1587,8	1639,0	1692,5	1747,9	1804,9	1863,2	1922,8	1983,4	2044,9	2107,2	2170,2	2229,3	2285,0	2341,1	2397,5	2454,3	2511,3
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	490,4	499,0	507,5	515,7	523,7	531,5	539,1	546,5	553,7	560,8	567,6	574,3	580,8	586,7	592,1	597,3	602,4	607,4	612,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,234	0,238	0,242	0,246	0,250	0,253	0,257	0,260	0,264	0,267	0,271	0,274	0,277	0,280	0,282	0,285	0,287	0,290	0,292
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	73,0	74,3	75,5	76,7	77,9	79,1	80,2	81,3	82,4	83,4	84,5	85,4	86,4	87,3	88,1	88,9	89,6	90,4	91,1
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	4,4	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6	5,7	5,9	6,2	6,4	6,6	6,5	6,3	6,5	6,8	7,1	7,5
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	54,7	64,7	69,7	73,5	76,6	79,1	81,2	83,0	84,5	85,8	87,0	88,0	88,8	83,4	78,4	78,9	79,3	79,6	79,9
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	1346,4	1411,2	1480,9	1554,5	1631,0	1710,1	1791,3	1874,3	1958,8	2044,6	2131,6	2219,6	2308,4	2391,8	2470,2	2549,0	2628,3	2707,9	2787,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
63	с начала разработки, %	89,3	91,0	92,7	94,4	96,1	97,7	99,3	100,8	102,2	103,6	104,9	106,2	107,4	108,5	109,4	110,4	111,3	112,1	112,9
64	Газовый фактор, $м^3$/т	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,065	0,066	0,065	0,063	0,061	0,060	0,058	0,057	0,055	0,054	0,052	0,051	0,050	0,045	0,041	0,040	0,039	0,038	0,037
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	4,548	4,614	4,679	4,742	4,803	4,863	4,921	4,978	5,033	5,087	5,139	5,190	5,240	5,285	5,326	5,366	5,405	5,443	5,480

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	4,7	4,6	4,5	4,4	3,9	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1
2	в том числе: из переходящих скважин	4,7	4,6	4,5	4,4	3,9	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	4,7	4,6	4,5	4,4	3,9	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	3,9	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	3,9	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,7	4,6	4,5	4,4	3,9	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-10,2	-10,0	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-11,5	-11,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	33,0	33,1	33,2	33,3	34,3	35,4	35,4	35,5	35,5	35,5	37,0	38,9	38,9	38,8	38,8	38,8	38,7	38,7	38,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	33,0	33,1	33,2	33,3	34,3	35,4	35,4	35,5	35,5	35,5	37,0	38,9	38,9	38,8	38,8	38,8	38,7	38,7	38,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	91,7	92,0	92,2	92,4	92,6	92,8	93,0	93,2	93,4	93,5	93,7	93,8	94,0	94,1	94,3	94,4	94,6	94,7	94,8
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	91,7	92,0	92,2	92,4	92,6	92,8	93,0	93,2	93,4	93,5	93,7	93,8	94,0	94,1	94,3	94,4	94,6	94,7	94,8
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,7	2,7	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,7	2,7	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	55,5	55,6	55,7	55,8	51,4	47,4	47,5	47,5	47,5	47,4	43,0	38,9	38,9	38,9	38,8	38,8	38,7	38,7	38,6
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	57,2	57,4	57,5	57,7	53,2	49,1	49,2	49,2	49,2	49,2	44,6	40,4	40,4	40,4	40,4	40,3	40,3	40,3	40,2
51	в том числе: из переходящих скважин	57,2	57,4	57,5	57,7	53,2	49,1	49,2	49,2	49,2	49,2	44,6	40,4	40,4	40,4	40,4	40,3	40,3	40,3	40,2
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	57,2	57,4	57,5	57,7	53,2	49,1	49,2	49,2	49,2	49,2	44,6	40,4	40,4	40,4	40,4	40,3	40,3	40,3	40,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2568,5	2625,8	2683,4	2741,0	2794,2	2843,3	2892,5	2941,7	2990,9	3040,1	3084,7	3125,2	3165,6	3206,0	3246,4	3286,7	3327,0	3367,3	3407,5
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	617,0	621,6	626,0	630,4	634,3	637,9	641,3	644,6	647,9	651,1	653,9	656,4	658,8	661,2	663,5	665,8	667,9	670,1	672,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,294	0,296	0,298	0,300	0,302	0,304	0,306	0,307	0,309	0,310	0,312	0,313	0,314	0,315	0,316	0,317	0,318	0,319	0,320
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,8	92,5	93,1	93,8	94,4	94,9	95,4	95,9	96,4	96,9	97,3	97,7	98,0	98,4	98,7	99,1	99,4	99,7	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,9	8,3	8,9	9,5	9,4	9,3	10,0	10,9	11,9	13,2	13,4	13,7	15,5	17,8	21,2	26,1	34,5	51,3	102,6
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	80,1	80,3	80,5	80,6	74,3	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	62,1	56,3	56,2	56,2	56,1	56,0	56,0	55,9	55,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	2868,0	2948,3	3028,8	3109,5	3183,7	3252,3	3320,9	3389,5	3458,1	3526,7	3588,8	3645,1	3701,3	3757,5	3813,6	3869,6	3925,6	3981,5	4037,3
62	Компенсация отборов: текущая, %	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
63	с начала разработки, %	113,7	114,5	115,2	115,9	116,5	117,1	117,6	118,1	118,6	119,1	119,5	119,9	120,3	120,6	121,0	121,3	121,6	122,0	122,3
64	Газовый фактор, $м^3$/т	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,036	0,035	0,034	0,033	0,030	0,027	0,026	0,026	0,025	0,024	0,022	0,019	0,019	0,018	0,018	0,017	0,017	0,016	0,016
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	5,517	5,552	5,586	5,619	5,649	5,676	5,703	5,728	5,753	5,778	5,799	5,818	5,837	5,855	5,873	5,890	5,907	5,923	5,939

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. III объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	18,8	21,6	22,1	21,6	21,0	20,4	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,1	16,3	15,6	14,9	14,2	13,5	12,3	11,2
2	в том числе: из переходящих скважин	18,4	21,6	22,1	21,6	21,0	20,4	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,1	16,3	15,6	14,9	14,2	13,5	12,3	11,2
3	из новых скважин	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	18,8	21,6	22,1	21,6	21,0	20,4	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,1	16,3	15,6	14,9	14,2	13,5	12,3	11,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	20,6	18,4	21,6	22,1	21,6	21,0	20,4	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,1	16,3	15,6	14,9	14,2	13,5	12,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	20,6	19,2	21,6	22,1	21,6	21,0	20,4	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,1	16,3	15,6	14,9	14,2	13,5	12,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	18,4	21,6	22,1	21,6	21,0	20,4	19,9	19,4	18,9	18,4	17,9	17,1	16,3	15,6	14,9	14,2	13,5	12,3	11,2
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,2	2,4	0,5	-0,5	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,8	-0,7	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-1,2	-1,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,9	12,3	2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-4,5	-4,4	-4,6	-4,5	-4,7	-4,5	-9,1	-8,9
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	3	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	19	19	18	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	15	14	13	13	10	10
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	19	19	18	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	15	14	13	13	10	10
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	19	19	18	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	15	14	13	13	10	10
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,8	18,4	21,3	23,9	25,8	26,7	27,5	28,2	28,7	29,2	29,7	30,4	31,0	31,7	33,5	35,5	36,3	38,7	41,5
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	13,8	18,4	21,3	23,9	25,8	26,7	27,5	28,2	28,7	29,2	29,7	30,4	31,0	31,7	33,5	35,5	36,3	38,7	41,5
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	11,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	79,3	82,2	83,9	85,1	86,2	87,0	87,7	88,3	88,9	89,3	89,8	90,2	90,5	90,8	91,1	91,4	91,7	92,0	92,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	79,3	82,2	83,9	85,1	86,2	87,0	87,7	88,3	88,9	89,3	89,8	90,2	90,5	90,8	91,1	91,4	91,7	92,0	92,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	79,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,9	3,3	3,4	3,6	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,9	3,3	3,4	3,6	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	32,7	37,6	36,5	38,5	40,2	41,5	42,6	43,6	44,4	45,1	45,7	45,3	44,9	44,3	43,7	43,0	42,4	39,7	37,2
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	90,5	120,9	136,7	145,0	151,8	157,4	162,0	166,0	169,4	172,3	174,9	173,5	172,2	170,2	168,3	165,7	163,4	153,1	143,8
51	в том числе: из переходящих скважин	88,6	120,9	136,7	145,0	151,8	157,4	162,0	166,0	169,4	172,3	174,9	173,5	172,2	170,2	168,3	165,7	163,4	153,1	143,8
52	из новых скважин	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	90,5	120,9	136,7	145,0	151,8	157,4	162,0	166,0	169,4	172,3	174,9	173,5	172,2	170,2	168,3	165,7	163,4	153,1	143,8
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1997,7	2118,6	2255,3	2400,3	2552,1	2709,5	2871,5	3037,5	3206,9	3379,2	3554,0	3727,6	3899,7	4069,9	4238,2	4403,9	4567,3	4720,5	4864,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	653,5	675,0	697,1	718,7	739,7	760,1	780,0	799,4	818,3	836,7	854,6	871,7	888,0	903,6	918,5	932,7	946,2	958,5	969,8
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,196	0,202	0,209	0,215	0,222	0,228	0,234	0,240	0,245	0,251	0,256	0,261	0,266	0,271	0,275	0,280	0,284	0,287	0,291
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	58,8	60,7	62,7	64,6	66,5	68,3	70,1	71,9	73,6	75,2	76,8	78,4	79,8	81,2	82,6	83,9	85,1	86,2	87,2
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,7	1,9	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,9	4,7	5,1	5,2	5,3	5,5	5,7	5,8	6,0	6,3	6,5	6,6	6,8	6,9	7,1	7,3	7,5	7,4	7,3
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	35,5	46,9	52,7	55,7	58,1	60,0	61,6	63,0	64,2	65,2	66,0	65,4	64,8	64,0	63,2	62,2	61,3	57,4	53,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	1508,7	1555,6	1608,3	1664,0	1722,1	1782,1	1843,7	1906,7	1970,8	2036,0	2102,0	2167,4	2232,3	2296,3	2359,5	2421,7	2482,9	2540,3	2594,1
62	Компенсация отборов: текущая, %	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
63	с начала разработки, %	74,0	72,2	70,3	68,6	67,0	65,5	64,1	62,9	61,7	60,7	59,7	58,8	58,0	57,3	56,6	56,0	55,5	55,0	54,6
64	Газовый фактор, $м^3$/т	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,206	0,237	0,243	0,237	0,231	0,225	0,219	0,213	0,208	0,202	0,197	0,188	0,180	0,171	0,164	0,156	0,149	0,135	0,123
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	8,479	8,716	8,959	9,196	9,427	9,652	9,871	10,084	10,292	10,494	10,691	10,879	11,059	11,230	11,394	11,550	11,699	11,835	11,958

Продолжение таблицы 8.4

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	10,9	10,6	9,8	9,1	8,6	8,2	8,0	7,7	7,3	6,9	6,8	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6	5,5
2	в том числе: из переходящих скважин	10,9	10,6	9,8	9,1	8,6	8,2	8,0	7,7	7,3	6,9	6,8	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6	5,5
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	10,9	10,6	9,8	9,1	8,6	8,2	8,0	7,7	7,3	6,9	6,8	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6	5,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
15	в том числе: эксплуатационные скважины	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	11,2	10,9	10,6	9,8	9,1	8,6	8,2	8,0	7,7	7,3	6,9	6,8	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,2	10,9	10,6	9,8	9,1	8,6	8,2	8,0	7,7	7,3	6,9	6,8	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,9	10,6	9,8	9,1	8,6	8,2	8,0	7,7	7,3	6,9	6,8	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,6	5,5
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,3	-0,3	-0,8	-0,7	-0,5	-0,4	-0,2	-0,2	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,6	-2,6	-7,6	-7,3	-5,4	-5,2	-2,6	-2,6	-5,5	-5,3	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	9	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	9	9	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	9	9	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	43,9	46,4	49,9	54,0	56,8	59,8	59,8	59,8	63,6	67,7	67,7	67,6	67,6	67,5	67,4	67,4	67,3	67,2	67,1
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	43,9	46,4	49,9	54,0	56,8	59,8	59,8	59,8	63,6	67,7	67,7	67,6	67,6	67,5	67,4	67,4	67,3	67,2	67,1
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,4	92,6	92,9	93,1	93,2	93,4	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,7	94,8	94,9	95,1	95,2	95,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,4	92,6	92,9	93,1	93,2	93,4	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,7	94,8	94,9	95,1	95,2	95,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,3	3,4	3,6	3,8	3,8	3,9	3,8	3,7	3,9	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,3	3,4	3,6	3,8	3,8	3,9	3,8	3,7	3,9	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	37,3	37,4	35,5	33,8	32,9	32,0	32,0	32,0	31,1	30,2	30,1	30,1	30,1	30,0	30,0	29,9	29,9	29,8	29,8
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	144,3	144,7	137,6	131,1	127,6	124,3	124,4	124,4	120,7	117,3	117,3	117,2	117,1	117,0	116,9	116,8	116,6	116,5	116,3
51	в том числе: из переходящих скважин	144,3	144,7	137,6	131,1	127,6	124,3	124,4	124,4	120,7	117,3	117,3	117,2	117,1	117,0	116,9	116,8	116,6	116,5	116,3
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	144,3	144,7	137,6	131,1	127,6	124,3	124,4	124,4	120,7	117,3	117,3	117,2	117,1	117,0	116,9	116,8	116,6	116,5	116,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	5008,5	5153,2	5290,8	5421,9	5549,5	5673,8	5798,2	5922,6	6043,4	6160,7	6278,0	6395,2	6512,3	6629,4	6746,3	6863,0	6979,7	7096,2	7212,5
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	980,7	991,3	1001,1	1010,2	1018,9	1027,0	1035,0	1042,7	1050,1	1057,0	1063,7	1070,3	1076,7	1083,0	1089,0	1094,9	1100,7	1106,3	1111,8
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,294	0,297	0,300	0,303	0,306	0,308	0,310	0,313	0,315	0,317	0,319	0,321	0,323	0,325	0,327	0,328	0,330	0,332	0,333
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,2	89,1	90,0	90,8	91,6	92,3	93,0	93,7	94,4	95,0	95,6	96,2	96,8	97,4	97,9	98,4	99,0	99,5	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,7	8,1	8,1	8,2	8,4	8,7	9,3	10,0	10,5	11,1	12,2	13,5	15,3	17,5	20,7	25,4	33,2	48,3	91,1
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	54,0	54,1	51,4	48,9	47,6	46,3	46,3	46,3	44,9	43,6	43,6	43,5	43,5	43,4	43,3	43,3	43,2	43,1	43,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	2648,1	2702,1	2753,5	2802,4	2850,0	2896,3	2942,6	2988,9	3033,8	3077,4	3121,0	3164,5	3208,0	3251,4	3294,7	3338,0	3381,2	3424,3	3467,4
62	Компенсация отборов: текущая, %	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
63	с начала разработки, %	54,2	53,8	53,5	53,2	52,9	52,6	52,3	52,1	51,9	51,6	51,4	51,2	51,0	50,8	50,7	50,5	50,3	50,2	50,0
64	Газовый фактор, $м^3$/т	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	0,120	0,117	0,108	0,100	0,095	0,090	0,088	0,085	0,081	0,076	0,074	0,072	0,070	0,069	0,067	0,065	0,063	0,062	0,060
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	12,078	12,195	12,303	12,403	12,498	12,588	12,676	12,761	12,841	12,918	12,992	13,064	13,135	13,203	13,270	13,335	13,398	13,460	13,520

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	96,2	98,3	97,8	92,1	85,8	80,0	74,1	70,8	68,1	63,3	58,8	56,6	53,9	49,8	46,5	43,7	40,2	36,4	32,9
2	в том числе: из переходящих скважин	96,2	95,2	97,8	92,1	85,8	80,0	74,1	70,8	68,1	63,3	58,8	56,6	53,9	49,8	46,5	43,7	40,2	36,4	32,9
3	из новых скважин	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	96,2	98,3	97,8	92,1	85,8	80,0	74,1	70,8	68,1	63,3	58,8	56,6	53,9	49,8	46,5	43,7	40,2	36,4	32,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	19,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	40,8	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
15	в том числе: эксплуатационные скважины	40,8	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	97,0	96,2	95,2	97,8	92,1	85,8	80,0	74,1	70,8	68,1	63,3	58,8	56,6	53,9	49,8	46,5	43,7	40,2	36,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	97,0	96,2	101,9	97,8	92,1	85,8	80,0	74,1	70,8	68,1	63,3	58,8	56,6	53,9	49,8	46,5	43,7	40,2	36,4
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	96,2	95,2	97,8	92,1	85,8	80,0	74,1	70,8	68,1	63,3	58,8	56,6	53,9	49,8	46,5	43,7	40,2	36,4	32,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,7	-1,1	-4,1	-5,7	-6,4	-5,8	-5,9	-3,3	-2,7	-4,8	-4,4	-2,2	-2,7	-4,0	-3,3	-2,8	-3,5	-3,8	-3,6
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,7	-1,1	-4,0	-5,8	-6,9	-6,7	-7,3	-4,5	-3,8	-7,1	-7,0	-3,8	-4,8	-7,5	-6,6	-6,0	-8,1	-9,3	-9,8
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	3	2	2	3	3	4	2	0	1	4	1	0	2	3	1	2	3	3	3
27	в том числе: под закачку	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	64	63	61	58	55	51	49	49	48	44	43	43	41	38	37	35	32	29	26
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	64	63	61	58	55	51	49	49	48	44	43	43	41	38	37	35	32	29	26
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	64	63	61	58	55	51	49	49	48	44	43	43	41	38	37	35	32	29	26
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	13	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	13	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	23,5	28,4	31,5	33,6	35,3	37,3	38,7	39,6	40,4	41,4	42,3	42,8	43,4	44,2	44,9	45,5	46,3	47,5	48,8
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,5	28,3	31,5	33,6	35,3	37,3	38,7	39,6	40,4	41,4	42,3	42,8	43,4	44,2	44,9	45,5	46,3	47,5	48,8
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	38,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	82,0	84,3	85,5	86,7	87,6	88,3	88,9	89,5	90,0	90,4	90,8	91,1	91,5	91,8	92,0	92,3	92,5	92,7	92,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	82,0	84,6	85,5	86,7	87,6	88,3	88,9	89,5	90,0	90,4	90,8	91,1	91,5	91,8	92,0	92,3	92,5	92,7	92,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,2	4,5	4,6	4,5	4,4	4,4	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	4,2	4,4	4,6	4,5	4,4	4,4	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	106,8	111,3	115,3	116,1	118,0	118,9	118,0	119,9	122,1	119,6	117,0	117,6	116,8	113,0	110,1	107,5	102,6	95,7	92,1
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	533,6	624,9	675,6	691,5	690,1	684,4	669,6	673,4	679,4	658,8	637,7	638,5	630,9	604,0	583,2	566,7	537,0	500,6	463,7
51	в том числе: из переходящих скважин	533,6	618,5	675,6	691,5	690,1	684,4	669,6	673,4	679,4	658,8	637,7	638,5	630,9	604,0	583,2	566,7	537,0	500,6	463,7
52	из новых скважин	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	533,6	624,9	675,6	691,5	690,1	684,4	669,6	673,4	679,4	658,8	637,7	638,5	630,9	604,0	583,2	566,7	537,0	500,6	463,7
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	14474,1	15099,0	15774,6	16466,0	17156,2	17840,6	18510,2	19183,7	19863,1	20521,9	21159,5	21798,0	22428,9	23032,9	23616,0	24182,7	24719,7	25220,3	25684,0
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	3810,3	3908,6	4006,4	4098,6	4184,4	4264,4	4338,5	4409,3	4477,4	4540,7	4599,5	4656,1	4710,0	4759,8	4806,3	4850,0	4890,2	4926,7	4959,5
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,366	0,376	0,385	0,394	0,402	0,410	0,417	0,424	0,430	0,437	0,442	0,448	0,453	0,458	0,462	0,466	0,470	0,474	0,477
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	71,5	73,4	75,2	77,0	78,6	80,1	81,5	82,8	84,1	85,3	86,4	87,4	88,4	89,4	90,2	91,1	91,8	92,5	93,1
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	6,0	6,5	6,9	7,0	7,0	7,0	7,0	7,2	7,4	7,5	7,5	7,8	8,0	8,1	8,2	8,4	8,5	8,4	8,2
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	438,6	541,4	602,2	629,5	639,6	644,4	639,4	649,9	661,8	648,5	634,1	637,7	633,3	612,7	596,9	582,5	556,0	518,7	481,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	10616,8	11158,2	11760,4	12389,9	13029,5	13673,9	14313,2	14963,2	15625,0	16273,5	16907,6	17545,3	18178,6	18791,4	19388,2	19970,7	20526,7	21045,4	21526,4
62	Компенсация отборов: текущая, %	84,4	89,7	92,7	95,1	97,1	99,0	100,6	101,9	103,0	104,3	105,5	106,1	106,8	108,0	109,1	109,7	110,6	110,8	111,0
63	с начала разработки, %	73,0	73,7	74,5	75,3	76,2	77,0	77,8	78,6	79,4	80,2	80,9	81,6	82,3	82,9	83,5	84,1	84,7	85,2	85,6
64	Газовый фактор, $м^3$/т	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	5,694	5,818	5,786	5,451	5,076	4,733	4,385	4,190	4,029	3,744	3,481	3,348	3,186	2,947	2,752	2,587	2,379	2,156	1,945
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	73,737	79,555	85,341	90,792	95,868	100,601	104,986	109,176	113,205	116,949	120,430	123,779	126,965	129,912	132,664	135,251	137,630	139,786	141,731

Продолжение таблицы 8.5

№№ п/п	Показатели	Годы																		
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	30,7	29,0	27,4	26,6	25,4	24,3	22,5	20,6	19,6	18,4	17,0	16,2	15,1	13,8	12,9	12,3	11,9	11,5	11,2
2	в том числе: из переходящих скважин	30,7	29,0	27,4	26,6	25,4	24,3	22,5	20,6	19,6	18,4	17,0	16,2	15,1	13,8	12,9	12,3	11,9	11,5	11,2
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	30,7	29,0	27,4	26,6	25,4	24,3	22,5	20,6	19,6	18,4	17,0	16,2	15,1	13,8	12,9	12,3	11,9	11,5	11,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
15	в том числе: эксплуатационные скважины	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	32,9	30,7	29,0	27,4	26,6	25,4	24,3	22,5	20,6	19,6	18,4	17,0	16,2	15,1	13,8	12,9	12,3	11,9	11,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	32,9	30,7	29,0	27,4	26,6	25,4	24,3	22,5	20,6	19,6	18,4	17,0	16,2	15,1	13,8	12,9	12,3	11,9	11,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	30,7	29,0	27,4	26,6	25,4	24,3	22,5	20,6	19,6	18,4	17,0	16,2	15,1	13,8	12,9	12,3	11,9	11,5	11,2
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,1	-1,7	-1,6	-0,8	-1,2	-1,1	-1,8	-1,9	-0,9	-1,2	-1,4	-0,8	-1,1	-1,3	-0,9	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,5	-5,7	-5,5	-3,0	-4,4	-4,3	-7,4	-8,6	-4,5	-6,3	-7,8	-4,7	-6,7	-8,3	-6,9	-4,9	-3,1	-3,1	-3,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	1	0	1	0	3	1	0	2	1	0	2	1	1	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	25	23	22	22	21	21	18	17	17	15	14	14	12	11	10	10	10	10	10
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	25	23	22	22	21	21	18	17	17	15	14	14	12	11	10	10	10	10	10
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	25	23	22	22	21	21	18	17	17	15	14	14	12	11	10	10	10	10	10
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	14	14	14	14	14	13	13	12	12	12	11	11	10	10	10	10	10	10	10
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	14	14	14	14	14	13	13	12	12	12	11	11	10	10	10	10	10	10	10
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	50,5	52,2	54,1	55,2	55,7	56,0	57,6	59,8	60,4	61,8	64,3	65,1	67,4	71,2	74,4	76,1	75,9	75,7	75,5
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	50,5	52,2	54,1	55,2	55,7	56,0	57,6	59,8	60,4	61,8	64,3	65,1	67,4	71,2	74,4	76,1	75,9	75,7	75,5
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	93,1	93,3	93,5	93,7	93,9	94,0	94,2	94,3	94,5	94,6	94,7	94,9	95,0	95,1	95,2	95,4	95,5	95,6	95,7
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	93,1	93,3	93,5	93,7	93,9	94,0	94,2	94,3	94,5	94,6	94,7	94,9	95,0	95,1	95,2	95,4	95,5	95,6	95,7
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4	3,3	3,3	3,4	3,3	3,3	3,4	3,3	3,4	3,5	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4	3,3	3,3	3,4	3,3	3,3	3,4	3,3	3,4	3,5	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	92,3	90,3	87,6	87,1	86,2	88,7	88,0	86,8	88,4	85,2	85,6	88,2	89,5	88,8	85,6	84,0	84,0	84,0	84,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	446,3	433,4	421,5	421,4	414,5	408,1	387,6	362,5	355,9	342,0	322,9	316,2	302,4	283,4	270,3	263,8	263,1	262,5	261,9
51	в том числе: из переходящих скважин	446,3	433,4	421,5	421,4	414,5	408,1	387,6	362,5	355,9	342,0	322,9	316,2	302,4	283,4	270,3	263,8	263,1	262,5	261,9
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	446,3	433,4	421,5	421,4	414,5	408,1	387,6	362,5	355,9	342,0	322,9	316,2	302,4	283,4	270,3	263,8	263,1	262,5	261,9
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	26130,4	26563,7	26985,2	27406,6	27821,0	28229,1	28616,7	28979,3	29335,2	29677,2	30000,0	30316,3	30618,6	30902,0	31172,3	31436,1	31699,2	31961,7	32223,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4990,3	5019,3	5046,7	5073,3	5098,7	5123,0	5145,5	5166,0	5185,7	5204,1	5221,1	5237,2	5252,3	5266,2	5279,1	5291,3	5303,2	5314,7	5325,9
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,480	0,483	0,485	0,488	0,490	0,492	0,495	0,497	0,499	0,500	0,502	0,503	0,505	0,506	0,508	0,509	0,510	0,511	0,512
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	93,7	94,2	94,8	95,3	95,7	96,2	96,6	97,0	97,4	97,7	98,0	98,3	98,6	98,9	99,1	99,4	99,6	99,8	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,4	8,6	8,9	9,5	10,1	10,7	11,1	11,4	12,3	13,1	13,9	15,4	17,0	18,8	21,6	26,2	34,5	51,0	100,8
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	466,9	456,6	443,0	440,9	435,9	431,3	413,2	390,6	383,4	369,3	354,2	350,6	338,3	320,9	309,1	303,6	303,7	303,7	303,7
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	21993,3	22449,9	22892,9	23333,8	23769,6	24200,9	24614,1	25004,8	25388,2	25757,5	26111,7	26462,3	26800,5	27121,4	27430,6	27734,2	28037,8	28341,5	28645,2
62	Компенсация отборов: текущая, %	112,0	112,9	112,7	112,3	112,9	113,6	114,6	115,9	115,9	116,3	118,2	119,5	120,7	122,2	123,5	124,3	124,7	125,1	125,5
63	с начала разработки, %	86,1	86,5	86,9	87,2	87,6	88,0	88,3	88,6	88,9	89,2	89,5	89,8	90,1	90,4	90,7	91,0	91,2	91,5	91,8
64	Газовый фактор, $м^3$/т	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	1,819	1,716	1,621	1,572	1,503	1,438	1,332	1,217	1,162	1,089	1,004	0,957	0,893	0,819	0,763	0,725	0,703	0,681	0,661
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	143,550	145,266	146,887	148,460	149,962	151,400	152,732	153,949	155,111	156,200	157,204	158,161	159,054	159,873	160,636	161,361	162,064	162,745	163,406

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 Камышитовое Юго-Восточное предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин и керна;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (Таблица 10.2.1), согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота

измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно для низкодебитных скважин (до 5 т/сут), среднедебитных (от 5 до 25 т/сут), и высокодебитных (более 25 т/сут).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин (<2%), низко и среднеобводненных скважин (2-90%) и высокообводненных скважин (> 90%) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при высоких забойных давлениях и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при низких забойных давлениях, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемые при низких пластовых давлениях, определяется один раз в месяц.

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.

В переходящих добывающих и нагнетательных скважинах необходимо проводить

систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – не реже 1 раза в квартал по опорной сети действующего фонда.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения рекомендуется проведение следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС) по новым скважинам:

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ) выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию.

На данном этапе разработки по переходящим скважинам проведение гидродинамических исследований на установившихся и неустановившихся режимах не целесообразно. По причине того, что большинство скважин эксплуатируются с высокой обводненностью (80%), полученные результаты исследований будут некорректными.

Для более достоверной оценки энергетического состояния залежи в дальнейшем необходимо проводить замеры статических уровней с периодичностью 2 раза в год с охватом фонда не менее 30%.

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. 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 при разведке и добыче полезных ископаемых».

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.

Контроль за продвижением газонефтяного контакта

Контроль за продвижением газонефтяного контакта (ГНК) осуществляется по следующим данным:

а) в неперфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов ННК-Т, ИННК;

б) в перфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов, по термометрии, по измерениям гамма-плотномером;

Возможность нейтронного каротажа по разделению нефтеносной и газоносной частей пласта определяется их различием в объемном содержании водорода. Газоносный пласт отличается от нефтеносного (а также и водоносного) меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний нейтронных методов, против газоносной части пласта. По этому признаку осуществляется разделение газоносной и нефтеносной частей пласта и контроль за продвижением ГНК

На диаграммах НК в однородном пласте положение ГНК устанавливается в точке начала роста показаний над уровнем показаний в заведомо нефтеносной части пласта. В неоднородном пласте положение ГНК может быть определено по результатам сравнения предыдущего и последующего измерений, если за время между измерениями произошло изменение положения ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет по точке начала увеличения показаний на одной диаграмме относительно другой устанавливать положение ГНК как в момент последующего, так и в момент предыдущего измерения. Положение первоначального ГНК определяется в неоднородном пласте по результатам сравнения двух измерений, выполненных после бурения, когда газ оттеснен от забоя фильтратом

промывочной жидкости, и после расформирования зоны проникновения.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для**:**

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда нагнетательных скважин. При переводе скважины в закачку исследования должны выполняться не реже 1 раза в год в течение первых двух лет работы. Затем измерения должны проводиться не реже 1 раза в два-три года.

- недовыполнение запроектированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов

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.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^-; SO_4^{2-}; HCO_3^-; Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^++K^+), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);

3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);

4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2, H_2S, кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Таблица 9.1 - Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	*2*	*3*	*4*
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	Еженедельно
2	Определение обводненности продукции	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования по действующим скважинам: Еженедельно	
3	Определение газового фактора	При Рпл>Рнас, Рзаб>Рнас – 1 раз в год При Рпл>Рнас, Рзаб<Рнас – 1 раз в квартал При Рпл<Рнас, Рзаб<Рнас – 1 раз в месяц	
4	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в год
5	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	*2*	*3*	*4*
6	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	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	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	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
9	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
10	Определение профиля поглощения		Разовые исследования по мере необходимости
11	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.)	
12	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	
13	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах по переходящим:	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию Систематические исследования 1 раз в 3 месяца.	Ежедневно

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» выполнена Управлением экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02354Р от 15 декабря 2021 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400 от 02.01.2021 г;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №280 от 30.07.2021г «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Нефтяное месторождение Камышитовое Юго-Восточное в географическом отношении расположено на юго-востоке междуречья Урал-Волга, в прибрежной части Каспийского моря.

В административном отношении месторождение входит в состав Исатайского района Атырауской области и находится в 50 км к западу от г. Атырау.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Новобогатинское и районный центр Аккистау, расположенный в 30 км к северо-западу от месторождения. Через пос. Аккистау проходит железная и асфальтовая дороги Атырау –Астрахань и нефтепровод Аккистау-Атырау.

Растительность в районе скудная, полупустынного типа. В приморской части территории развиты заросли камыша.

Уровень грунтовых вод находится на глубине 2-8 м, воды слабоминерализованные, приуроченные, в основном, к песчаным барханным участкам.

Поверхностные водотоки и водоемы для использования в технических целях отсутствуют. Климат района резко-континентальный с высокими летними (до+40^{0}С) и низкими зимними (до-35^{0}С) температурами с незначительным количеством атмосферных осадков от 80 до 160 мм в год. Преобладающее направление ветров в течение года северо-восточное, в летнее время часто дуют юго-восточные ветры.

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 Камышитовый Юго-Восточное 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 мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2025г

№ точки мониторинга	Число замеров	Фактические значения ингредиентов мг/м^3						
		Диоксид азота	Оксид азота	Диоксид серы	сероводород	Оксид углерода	Углево-дороды	Пыль
	ПДК м.р	0,2	0,4	0,5	0,008	5,0	50,0	0,3
I квартал 2025 год								
Ж-2-01	1.	0,001	0,018	<0,025	<0,004	0,821	0,426	<0,05
Ж-2-02	2.	0,002	0,020	<0,025	<0,004	0,807	0,395	<0,05
Ж-2-03	3.	0,004	0,019	<0,025	<0,004	0,772	0,356	<0,05
II квартал 2025 год								
Ж-2-01	1.	0,004	0,043	<0,025	<0,004	1,83	0,503	<0,05
Ж-2-02	2.	0,004	0,039	<0,025	<0,004	1,51	0,652	<0,05
Ж-2-03	3.	0,004	0,041	<0,025	<0,004	1,63	0,041	<0,05
III квартал 2025 год								
Ж-2-01	1.	0,006	0,023	<0,025	<0,004	1,69	0,618	<0,05
Ж-2-02	2.	0,007	0,025	<0,025	<0,004	2,22	0,567	<0,05
Ж-2-03	3.	0,005	0,028	<0,025	<0,004	1,90	0,500	<0,05
IV квартал 2025 год								
Ж-2-01	1.	0,004	0,043	<0,025	<0,004	1,83	0,503	<0,05
Ж-2-02	2.	0,004	0,039	<0,025	<0,004	1.51	0,652	<0,05
Ж-2-03	3.	0,004	0,041	<0,025	<0,004	1,63	0,041	<0,05

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Камышитовый Юго-Восточное показал, что за 2025г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;

- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией 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.

10.4 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

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 ссорах и песках.

Река Урал является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов, г.Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

Река Урал - единственная незарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна.

Средняя продолжительность паводка - 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Средне-многолетний пик паводка приходится на середину мая.

Паводки на р. Урал отличаются силой, в связи, с чем резко меняется уровень и расход воды в реке.

С наступлением отрицательных температур воздуха и охлаждением воды до нуля градусов в водотоках устьевой области р. Урал появляются ледовые образования. Вскрытие реки ото льда в низовьях Урала происходит во второй половине марта. В отдельные годы таяние льда может наблюдаться как в первых числах марта, так и в первой пятидневки апреля.

Ресурсы поверхностных вод в рассматриваемом районе представлены стоком реки Сагиз, поступающим из Актюбинской области, а также местным стоком временных водотоков, в том числе р. Соколок.

Река Сагиз - длина 511 км, площадь водосбора 19,4 кв.км, берет начало от источников Подуральского плато, теряется в солончаках Прикаспийской низменности, не доходя 60-7- км до Каспийского моря. В верхнем течении берега преимущественно высокие, крутые, в низовьях долина выработана слабо, русло извилистое. Питание в основном снеговое, частично грунтовое. Половодье в конце марта - апреле. Среднегодовой расход воды у ст. Сагыз - 1,59 м/с.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки.

Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также

подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [6].

АО «Эмбамунайгаз» пользуется услугами субподрядной организации, который занимается строительством скважин на месторождениях АО «Эмбамунайгаз» а также выполняет операции по водоснабжению и водоотведению. Водоснабжение при строительстве скважин для хозяйственно - питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организации. (Договор с специализированным организациям определяется путем тендера).

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятии:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

10.5 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется ***безамбарным методом.*** Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

10.6 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при

аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;

- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются [3];

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 [7]. в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 $м^3$/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая

общая запыленность в зоне дыхания, мг/м^3;

- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

11. Мероприятия по доразведке месторождения

На дату составления настоящего проекта на месторождении выполнен значительный объем исследовательских работ. Промыслово-геологическая база дополнена бурением четырех новых эксплуатационных скважин; общий фонд пробуренных скважин составляет 182 единицы.

Настоящий проект составлен на основе «Пересчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное Атырауской области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.01.2020 г.), утвержденного Протоколом ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020 г.

На Государственный баланс РК (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020 г.) поставлены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти:

- *по категориям В+С1 — 19088/8044 тыс. т;*
- *по категории С2 — 6386/1706 тыс. т;*
- *по категориям В+С1+С2 — 25474/9750 тыс. т.*

Из них в пределах горного отвода месторождения числятся геологические/извлекаемые запасы нефти:

- *по категориям В+С1 — 18625/7840 тыс. т;*
- *по категории С2 — 2669/621 тыс. т;*
- *по категориям В+С1+С2 — 21294/8461 тыс. т.*

Соотношение геологических запасов нефти категорий В+С1 к С2 составляет 75% и 25% соответственно.

В соответствии с утвержденным «ПР-2022», в юго-западной части структуры, в зоне запасов категории С2, были запроектированы три оценочные скважины. В 2023 году, были пробурены оценочные скважины №500 и №501 со вскрытием всего продуктивного разреза. Результаты бурения показали более сложное геологическое строение и характер развития залежей в данной части структуры. При этом указанный участок ранее не был охвачен детальными 3D-сейсмическими исследованиями.

В связи с этим, для уточнения структурного положения в юго-западной части структуры, вне зоны покрытия 3D-сейсмики, недропользователем инициированы дополнительные геофизические работы. Выполнена 2D-сейсмическая съемка (4 профиля общей протяженностью 12,8 пог. км) с применением бескабельных сейсмоприемников (рис. 11.1). По результатам обработки и интерпретации полученных данных будут определены дальнейшие направления работ, включая целесообразность проведение сейсморазведки МОГТ-3Д и бурение дополнительной оценочной скважины.

В целях дальнейшей доразведки месторождения, в том числе в соответствии с протокольными решениями ГКЗ и ЦКРР, рекомендуется:

- продолжить работы по уточнению структурно-тектонической модели месторождения;
- продолжить работы по доразведке запасов категории С2 с целью их перевода в промышленные категории;
- продолжить отбор поверхностных проб нефти по залежам IV-J2 юго-восточного крыла и K1-III al северо-западного крыла;
- исходя из результатов интерпретации и анализа 2D-сейсмических данных, предусмотреть проведение сейсморазведки МОГТ-3Д и бурение оценочной скважины для уточнения геологического строения и подтверждения нефтегазоносности выявленных перспективных объектов;
- выполнить пересчет запасов по результатам сейсморазведочных работ с учетом уточненной структурно-тектонической модели и новых данных бурения.

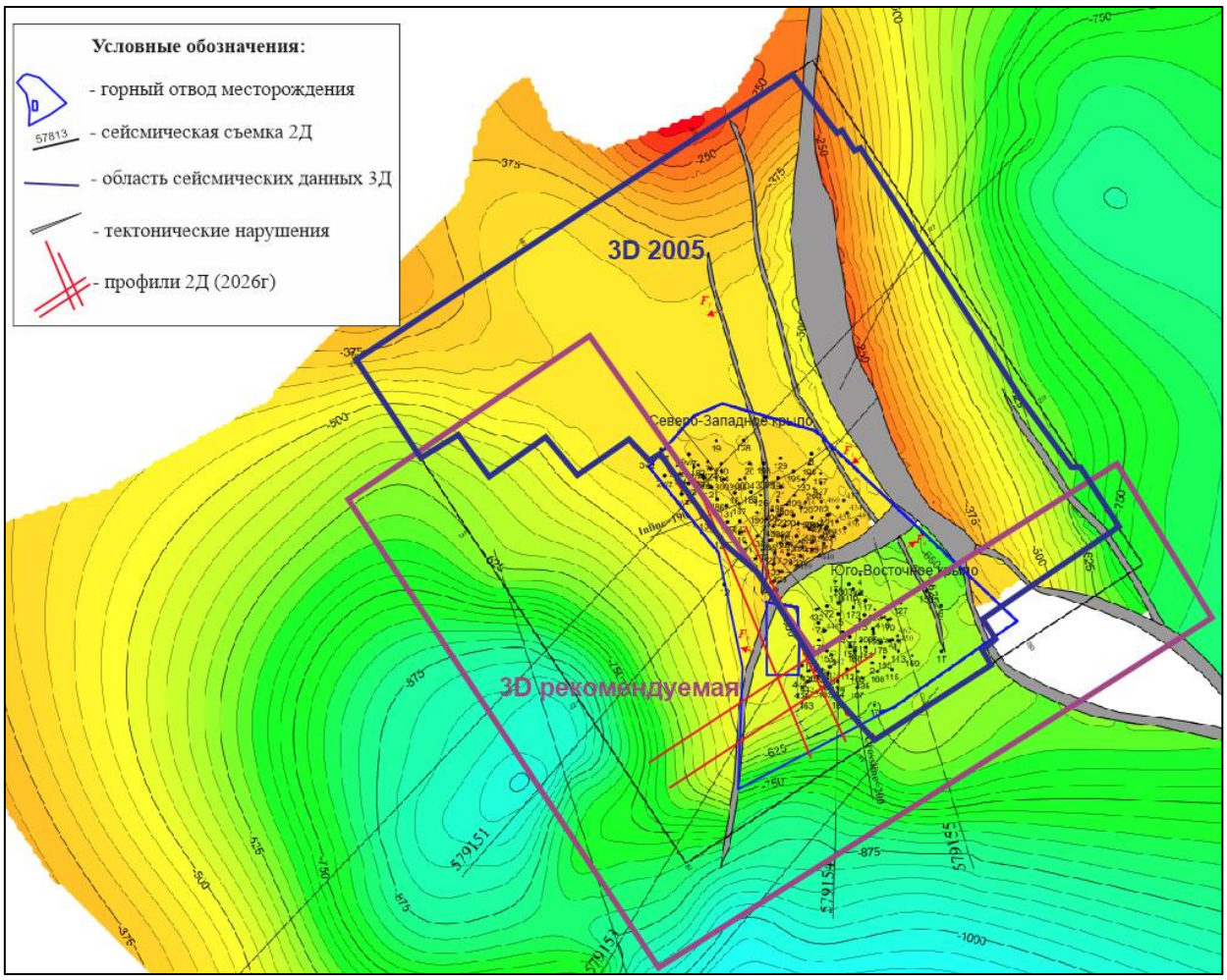


Рис.11.1 – Сейсмическая изученность месторождения Камышитовое Юго-Восточное

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Юго-Восточное Камышитовое на контрактной территории АО «Эмбамунайгаз» на дату составления настоящего «Проекта разработки…», разрабатывается согласно Дополнению №6 к Контракту на недропользование №211 от 13. 08.1998 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на месторождениях в Атырауской области РК, заключенного 7 ноября 2016г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

В контракт №211 от 13.08.1998 года входят 22 месторождения. Вследствие этого, расчет проектных сумм финансирования работ по ликвидации последствий добычи выполнен без учёта накопленных отчислений, находящихся на депозитном счете.

Согласно контрактным условиям сформирован общий ликвидационный фонд, накопленные ликвидационные отчисления в фонде составляют 87 796 229,54 долл. или 47 409 963 952 тенге по курсу 540 долл/тенге. Министерство энергетики РК письмом за №-12/27112,1 от 08.02.2022г. сообщило, в соответствии с предоставленной информацией АО «Эмбамунайгаз» касательно имеющихся накопленных средств на сформированном ликвидационном фонде сообщило, об отсутствии необходимости предоставления гарантии по исполнению обязательств по ликвидации последствий недропользования по Контракту №211 от 13 августа 1998г.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств Недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только

существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения проектно-рентабельного периода.

На конец рентабельного периода эксплуатационный фонд составит 49 ед. Скважины ликвидируемые в процессе разработки учтены в эксплуатационных затратах в таблице 4.2.4, график ликвидируемых скважин в период разработки приведен в табличных приложениях Т.П.12.1.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа. В стоимость ликвидации скважин входит рекультивация площади скважин и установка репер тумбы. Стоимость 1 бригада/часа составляет 47430 тенге.

Таблица 12.1 – Стоимость ликвидации скважин

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
до 500	173	9	8 205 390	73 848 510
от 500 до 700	180	30	8 537 400	256 122 000
от 700 м. до 1000 м.	191	10	9 059 130	90 591 300
Всего		**49**		**420 561 810**

Согласно локальной смете, стоимость демонтажа существующих объектов и оборудования составила **906 940 530 тенге** (таблица П.12.2). Список демонтируемого оборудования приведен в таблице 12.2, сметные расчеты приведены в табличных приложениях П.12.2.

Таблица 12.2 – Список демонтируемого оборудования.

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Станок-качалка	шт	116	84247900
Резервуары 1000 м³	шт	3	14878920
РГС 100м³	шт	6	2505090
РВС 200м³	шт	2	1020324
Емкость 50м³	шт	5	2087575
Емкость 25 м³	шт	3	778896
ЕП 16 м³	шт	1	259632
Емкость 12,5м³	шт	3	1252545
Емкость 20 м³	шт	1	328337
Емкость 30 м³	шт	1	328337
Газовый сепаратор ГС	шт	2	428764
НГС 1-16-1600	шт	4	1313348
Отстойник ОГ-200 м³	шт	1	1119358
Отстойник ОПФ-3000	шт	1	931676
ВРП	шт	2	656674
АГЗУ,ГЗУ	шт	9	5350572

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Пункт сбора нефти №1	шт	1	931676
РГС-5м³	шт	1	214382
РГС-10 м³	шт	1	259632
Емкость 25 м³	шт	2	835030
Емкость 50 м³	шт	2	1329168
Узлы водомерные	узел	1	187988
Узел водомерный массой до 200 кг	шт. арматуры	1	8487
Водомер диаметром до 100 мм	прибор	1	20714
Баки емк.полиэтилен. V-5м³	шт.	2	53070
Емкость 73м³	шт.	1	417515
Отстойник горизонтальная -100м³	шт.	1	664584
Пассивное оборудование ЛВС	шт.	1	328337
Погрузка, разгрузка, перевозка			8508028
Итого по разделу 1			**131246559**
Выкидные линии из ст.труб Ду114мм	км	46,2	210407321
Нагнетательные линии из ст.труб Ду114мм	км	9,495	43242803
Газопровод УПГ	км	21,362	13605028
Сточная линия сталь.труб 159х6мм	км	1,15	3470908
Водоводы Ду159/219/114мм	км	2,851	10477868
Выкидные линии из ст.труб Ду73/89мм	км	16,463	74976965
Сточная линия (коллектор) сталь.труб 159х7мм	км	1,12	3380364
Напорный водовод ф 159х12мм	км	2,765	8345272
Нефтепроводы	км	12	126864360
Нефтесборный коллектор, нефтепровод	км	4,592	25737957
Водосборные сети из СВТ труб Ду100мм	км	0,86	1935277
Водосборные сети из СВТ труб Д.159	км	1,305	2947923
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм	км	3,472	12834449
Нагнетательные линии из СВТ труб Ду100мм	км	1,625	6006906
Наружный газопроводы	м	65	148662
Хоз-бытовая и производственная канализация	м	42	354652
Нефтепровод внутриплощад.обвязочный из ст.труб Д.219	км	1,65	10061179
Водосборные линии Ду114мм	км	0,196	439959
Нагнетательные линии из ст.труб Ду89мм	км	3,463	15771442
Нефтесборный коллектор из ст.труб Д.114	км	2,8	8730400
Итого по разделу 2			**579739695**
Трубопроводы -Противопожарный водопровод диаметром до 200 мм	м3	329	1846348
Трубопроводы диаметром до 100 мм	м трубопровода	35	72555
Трубопроводы водоснабжения и пожаротушения	м	316	1668164
Грунты 1 группы в траншеях.	м³ грунта	762	450867
Траншеи и котлованы	м³ грунта	761,6	69306
Погрузка, разгрузка, перевозка			177508
Итого по разделу 3			**4284748**
Ограждения металлические	м² сетки	467	1751708
Ограды металлические из сетки	м оград	2 757	26002178
Навесы металлические	шт	3	379533
Беседка	шт	5	632555
Уборная кирпичная на 2 очко	м² площади застройки	20	421280
Площадка приустьевая и под рем.агр.фунд.	т конструкций	10	1564420
Переходн.лестница ч-з обволовки	м	30	95400

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Стоимость, тенге
Здание гаража для ремонта и стоянки спецтехники	м³ строительного объема	210,00	630000
Здание котельной	м³ строительного объема	160	480000
Здание насосной из ЛМК	м³ строительного объема	648	1944000
Здание насосной станции	м³ строительного объема	114	342000
Здания кирпичные отапливаемые	м³ строительного объема	1 794	43782349
Здания кирпичные отапливаемые	м³ строительного объема	1397,07	34103876
Система водопровода	м³ строительного объема	3 191	2517399
Система канализации	м³ строительного объема	3190,62	13866434
Здание операторное	м³ строительного объема	371	1113000
Здание пункт сбора нефти №1	м³ строительного объема	49,5	148501
Здания из спаренных и одиночных блок-боксов	т блок-боксов	3	181794
Здание техн. насосная ППД	м³ строительного объема	40	120060
Погрузка, разгрузка, перевозка			10541065
Итого по разделу 4			**140617552**
Подстанция комплектная трансформаторная	подстанция	69	10679061
Трансформатор силовой	шт.	3	293655
Трансформатор трехфазный	шт.	2	1930456
Кабель контрольный КВВГЭ 7х1,5	м	2 500	1020000
Кабель-Кабель линии КЛ-0,4кВ	м	3 023	1233384
Кабельная эстакада	м	1 155	1457610
Грунты 1 группы в траншеях	м³ грунта	5 342	3162701
Траншеи и котлованы	м³ грунта	5 342	486158
Светильники ЖТУ	светильник	7	83440
Кабель линия связи	м	1 035	422280
Провода ВЛ 0,4 кВ	шт.	338	3657160
Провода ВЛ 6 кВ	шт.	670	10479470
Опоры ВЛ 0,38-10 кВ	шт.	1 008	10946880
Погрузка, разгрузка, перевозка			5199721
Итого по разделу 5			**51051976**
Итого сметная стоимость			**906 940 530**

Затраты на рекультивацию рассчитываем, исходя из общего объема нефтезагрязненных земель, который равен 403,191 тн и удельной стоимости работ по рекультивации, которая составляет 13 195 тенге/тонна. Коэффициент перевода, м3 в тонны 1,37 ед. Общая стоимость рекультивации составила **5 320 105** тенге.

Ниже приведена таблица с указанием объемов и массы рекультивации.

Таблица 12.3 – Масса рекультивируемой земли

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3	Масса рекультивируемой земли,тонн
Резервуары 1000 м³	шт	3	32,4	44,388
РГС 100м³	шт	6	45	61,65
РВС 200м³	шт	2	15	20,55
Емкость 50м³	шт	5	13,5	18,495
Емкость 25 м³	шт	3	8,1	11,097
ЕП 16 м³	шт	1	2,7	3,699
Емкость 12,5м³	шт	3	8,1	11,097

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Объем рекультивации, м3	Масса рекультивируемой земли,тонн
Емкость 20 м³	шт	1	2,7	3,699
Емкость 30 м³	шт	1	2,7	3,699
Газовый сепаратор ГС	шт	2	15	20,55
НГС 1-16-1600	шт	4	30	41,1
Отстойник ОГ-200 м³	шт	1	7,5	10,275
Отстойник ОПФ-3000	шт	1	7,5	10,275
ВРП	шт	2	5,4	7,398
АГЗУ,ГЗУ	шт	9	67,5	92,475
РГС-5м³	шт	1	2,7	3,699
РГС-10 м³	шт	1	2,7	3,699
Емкость 25 м³	шт	2	5,4	7,398
Емкость 50 м³	шт	2	5,4	7,398
Емкость 73м³	шт.	1	7,5	10,275
Отстойник горизонтальная -100м³	шт.	1	7,5	10,275
Всего				**403,191**

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.4 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тенге	420 561 810
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тенге	906 940 530
Рекультивация земли	тенге	5 320 105
Плата за выбросы	тенге	13 328 224
Итого:	**тенге**	**1 346 150 670**
Итого с инфляцией:	**тенге**	**3 696 055 005**
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период 2026-2063 гг.	тыс. тонн	2 561,795
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонна	1 442,76

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего анализа разработки расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026 г.

Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд в данной работе определяется в зависимости от накопленной добычи нефти за рентабельный период 2026-2063 гг.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	**Добыча нефти**	**Норматив отчислений**	**Ежегодные отчисления в ЛФ**
	тыс.т	тг/тонна	тыс.тг
2026	135,102	1442,76	194920,310
2027	140,902	1442,76	203287,458
2028	140,056	1442,76	202067,852
2029	133,517	1442,76	192633,615
2030	126,029	1442,76	181829,466
2031	118,767	1442,76	171351,933
2032	111,868	1442,76	161398,485
2033	107,565	1442,76	155190,119
2034	103,673	1442,76	149575,474
2035	98,123	1442,76	141567,638
2036	93,202	1442,76	134468,152
2037	89,702	1442,76	129418,817
2038	85,597	1442,76	123496,408
2039	79,612	1442,76	114861,626
2040	75,092	1442,76	108339,527
2041	71,684	1442,76	103423,163
2042	67,148	1442,76	96879,050
2043	61,462	1442,76	88675,505
2044	56,165	1442,76	81032,716
2045	53,421	1442,76	77073,946
2046	50,923	1442,76	73469,443
2047	48,090	1442,76	69381,615
2048	46,250	1442,76	66727,220
2049	43,828	1442,76	63232,822
2050	41,611	1442,76	60034,012
2051	39,363	1442,76	56791,589
2052	36,974	1442,76	53344,353
2053	35,392	1442,76	51062,401
2054	33,539	1442,76	48388,946
2055	31,423	1442,76	45335,440
2056	30,002	1442,76	43286,268
2057	28,557	1442,76	41200,956
2058	26,943	1442,76	38872,631
2059	25,649	1442,76	37005,100
2060	24,676	1442,76	35601,244
2061	23,972	1442,76	34586,288
2062	23,289	1442,76	33600,470
2063	22,625	1442,76	32642,945
Итого	**2561,795**		**3 696 055,005**

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) Опубликованная литература

1.	Правительство РК	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г №12-VI ЗРК;
2.	Правительство РК	Земельный кодекс Республики Казахстан от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2018г);
3.	Правительство РК	Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593-П, (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2018г);
4.	Правительство РК	Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016г);
5.	Правительство РК	Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 05.07.1996г №19-1 (с изменениями и дополнениями от 13.01.2014г), г. Астана, 2011г;
6.	Правительство РК	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239);
7.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
8.	Правительство РК	«Методических рекомендаций по составлению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденные Приказом МЭ РК №329 24 августа 2018г;
9.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК №209 от 16.03.2015г;
10.	МООС РК	«Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г;
11.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК №261 от 27.03.2015г;
12.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК №155 от 27.02.2015г;
13.	Правительство РК	«Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации. Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от

		28.06.2007г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.07.2012г)», г. Астана, 2012г;
14.	МОСиВР	«Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду» от 11.12.2013г №379-ө
15.	В.И. Петерсилье	«Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом», ВНИГНИ Москва-Тверь, 2003г
16.	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»	СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», УДК 622.276:665.622:001.89, г. Атырау, 2011г;
17.	Гришин Ф.А.	«Промышленная оценка месторождений нефти и газа», г. Москва, «Недра», 1985г;
18.	Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др.	«Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 1983г;
19.	Максимов М.И.	«Геологические основы разработки нефтяных месторождений». Изд. 2-е. М., «Недра», 1975г;
20.	Ипатов А.И., Кременецкий М.И.	«Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов», г. Москва, «Недра», 2008г;
21.	Лысенко В.Д.	«Разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2003г;
22.	Лысенко В.Д., Грайфер В.И.	«Рациональная разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2005г;

б) Фондовая литература

23.		«Проект поисково-разведочных работ на площади Камышитовое Юго-Восточное», ВолгоградНИПИнефть, 1982г;
24.		«Подсчет запасов нефти по месторождению Камышитовое Юго-Восточное по состоянию на 01.01.1984г;
25.		«Проект пробной эксплуатации месторождения Камышитовый Юго-Восточный», ЦНИЛом ПО «Эмбанефть, 1984г;
26.		«Технологическая схема месторождения Камышитовое Юго-Восточное», КазНИПИнефть, 1987г;
27.		«Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное по состоянию 01.04.1989г», 1989г
28.		«Проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ЦНИЛ ПО «Эмбанефть, 1991г;
29.		«Уточнение геологического строения и анализ запасов нефти и газа по месторождению Камышитовое Ю-В о состоянию изученности на 01.10.1994г.», ЦНИЛ АО «Эмбамунайгаз», 1994г;
30.		«Подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Камышитовый Ю-В.», ЦНИЛ ПО «Эмбанефть», 1999г;

31.		«Перевод запасов нефти категории C_1 в В, I-объекта месторождения Камышитовый Ю-В. по состоянию на 01.01.2007г», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2007г;
32.	Нурмолда Д.Н; Айткулов А.А; Таганова А.Ж; Белекенов М.А	«Анализ разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «ГеоИТЦ», 2012г;
33.		«Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное по состоянию изученности на 02.01.2014 г», ТОО «КазНИГРИ», 2014г
34.	Каирбеков С.Б; Утесинова Х.Р; Марданов А.С и др;	«Уточненный проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», 2016г;
35.	Марданов А.С.; Утесинова Х.Р; Юсубалиев Р.А и др.;	«Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «НИИ Каспиймунайгаз», 2017г;
36.	Мухтанов Б.М; Дуйсен Э.Д; Базарова Г.М и др.	«Анализ разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «НИИ Каспиймунайгаз», 2018г;
37.	Мухтанов Б.М; Багитова Э.А.; Жанузаккызы А., др.	«Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019г.
38.	Мухтанов Б.М; Багитова Э.А; Жаканова Ж.А., др.	«Анализ разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020г.
39.	Мухтанов Б.М; Коштаева Ш.К; Нурмаханов Н.У., др	«Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовое Юго-Восточное по состоянию изученности на 02.01.2020г», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020г.
40.	Мухтанов Б.М; Коштаева Ш.К.	«Анализ разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021г.
41.	Бектасов А.А. Майлыбаев А.С. Багитова Э.А., др.	«Проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «КМГ Инжиниринг», 2022г.
42.	Гуковский Д.А. Майлыбаев А.С. Нұрғалиева А.М., др.	«Анализ разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное», ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

№ п.п	*Крыло*	***№№ скв.***	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.п. Кровля | м	и.п. Подошва | м	Глубина отбора | м	Горизонт	Пласт	Температура исследования | С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта | МПа	Газосодержание | $м^3/м^3$	Газосодержание | $м^3/т$	Объемный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях | $г/см^3$	Вязкость нефти в пластовых условиях| мПа*с	Коэф.растворимости газа | $м^3/м^3$ * МПа	Коэффициент сжимаемости 10^-4*1/МПа	Молекулярная масса
1	Ю-В	***6***	02.06.1983	глуб.	443	448		K_1 II al пл-1		33.0	4.1	1.6	3.9	4.4	1.061	0.849	25.5	0.3	0.0004	
2	Ю-В	***6***	28.04.2022	рекомб.	443.0	457.0		K_1 II al пл-1		33.0	4.2	2.0	5.0	5.5	1.025	0.889	80.2	2.6	0.0023	330.0
3	Ю-В	***123****	27.01.2021	рекомб.	370.0	412.0		K_1 II al пл-1+2		33.0	4.5	2.4	21.6	24.3	1.042	0.870	22.2	9.2	0.0013	276.0
4	Ю-В	***156****	02.11.2023	рекомб.	354.0	396.0		K_1 II al пл-1+2		34.9	3.9	3.3	35.0	39.1	1.073	0.860	18.7	10.6	0.0019	302.0
Среднее значение по горизонту K_1 II al:										**33.0**	**4.1**	**1.8**	**4.5**	**5.0**	**1.043**	**0.869**	**52.8**	**1.4**	**0.0013**	**330.00**
5	Ю-В	***500***	29.04.2023	глуб.			427.4	Вне горизонта		25.0	4.9	3.5	22.4	25.6	1.046	0.857	16.2	6.4	0.0017	264.0
6	Ю-В	***500***	29.04.2023	глуб.			432.2	Вне горизонта		25.7	5.0	3.7	22.7	26.1	1.047	0.855	15.1	6.1	0.0018	261.0
7	Ю-В	***500***	29.04.2023	глуб.			435.5	Вне горизонта		27.3	5.2	2.9	21.8	24.9	1.047	0.856	16.5	7.5	0.0018	263.0
8	Ю-В	***500***	29.04.2023	глуб.			448.6	Вне горизонта		26.4	5.2	4.0	23.4	26.7	1.049	0.858	15.5	5.9	0.0018	265.0
9	Ю-В	***500***	27.05.2023	глуб.	426.0	432.0	400.0	Вне горизонта		23.3	3.6	3.1	20.8	23.8	1.038	0.855	14.9	6.6	0.0017	251.0
10	Ю-В	***501***	28.11.2023	глуб.	445.0	451.5	425.0	Вне горизонта		25.9	4.6	3.1	18.9	21.7	1.013	0.857	21.4	6.1	0.0017	263.0
11	Ю-В	***163****	09.06.2015	рекомб.	504	510		K_1 III al		31.1	2.9	1.2	3.4	3.6	1.022	0.938	866.6	2.8	0.0001	
12	Ю-В	***163***	11.04.2018	рекомб.	504	510		K_1 III al		35.0	4.5	1.3	3.2	3.5	1.012	0.914	146.3	2.5	0.0002	364.00
Среднее значение по горизонту K_1III al:										**35.0**	**4.5**	**1.3**	**3.2**	**3.5**	**1.012**	**0.914**	**146.3**	**2.5**	**0.0002**	**364.00**
13	Ю-В	***2***	10.12.1983	глуб.	558	572		$II-J_2$		34.0	6.7	3.1	9.1	10.1	1.080	0.842	14.8	0.3	0.0007	
14	Ю-В	***167****	09.06.2015	рекомб.	585	594		$II-J_2$		33.0	6.1	1.7	6.5	7.2	1.047	0.865	24.1	3.7	0.0001	
Среднее значение по горизонту $II-J_2$:										**34.0**	**6.7**	**3.1**	**9.1**	**10.1**	**1.080**	**0.842**	**14.8**	**0.3**	**0.0007**	
15	Ю-В	***2***	23.11.1983	глуб.	584	592		$III-J_2$		35.0	6.9	2.6	4.8	5.2	1.020	0.890	11.9	0.2	0.0003	
Среднее значение по горизонту $III-J_2$:										**35.0**	**6.9**	**2.6**	**4.8**	**5.2**	**1.020**	**0.890**	**11.9**	**0.2**	**0.0003**	
16	Ю-В	***1***	26.08.1982	глуб.	557	560		$V-J_2$		33.0	5.4	2.0	12.6	14.3	1.065	0.846	8.1	0.6	0.0002	
17	Ю-В	***464***	20.11.2019	рекомб.	602	604		$V-J_2$		35.0	6.7	3.0	8.4	9.4	1.056	0.861	59.7	2.8	0.0002	324.00
Среднее значение по горизонту $V-J_2$:										**34.0**	**6.0**	**2.5**	**10.5**	**11.8**	**1.061**	**0.854**	**33.9**	**1.7**	**0.0002**	**324.00**
18	Ю-В	***1***	23.08.1982	глуб.	573	583		$VI-J_2$		35.0	6.4	2.3	12.6	14.6	1.065	0.830	3.9	0.6	0.0006	
19	Ю-В	***432***	29.01.2016	рекомб.	530	558.5		$VI-J_2$		35.0	3.4	1.5	9.5	10.0	1.028	0.887	44.8	6.1	0.0002	
Среднее значение по горизонту $VI-J_2$:										**35.0**	**4.9**	**1.9**	**11.1**	**12.3**	**1.047**	**0.859**	**24.4**	**3.3**	**0.0004**	
20	Ю-В	***441***	22.11.2017	рекомб.	561	571		$VII-J_2$	1	35.0	4.8	1.4	9.2	10.0	1.033	0.893	97.6	6.4	0.0001	
21	Ю-В	***111***	03.06.2015	рекомб.	623	633		$VII-J_2$	2	33.5	6.0	1.5	8.6	10.2	1.046	0.808	4.5	5.6	0.0001	
22	Ю-В	***446***	05.06.2018	рекомб.	630	638		$VII-J_2$	2	34.0	7.0	1.5	8.3	10.0	1.057	0.789	3.9	5.4	0.0002	
Среднее значение по горизонту $VII-J_2$ пласт 2:										**33.8**	**6.5**	**1.5**	**8.4**	**10.1**	**1.051**	**0.798**	**4.2**	**5.5**	**0.0002**	
23	Ю-В	***450***	11.04.2018	рекомб.	692	704		$VIII-J_2$		34.0	7.2	1.4	8.3	10.0	1.054	0.791	3.5	5.8	0.0002	
Среднее значение по горизонту $VIII-J_2$:										**34.0**	**7.2**	**1.4**	**8.3**	**10.0**	**1.054**	**0.791**	**3.5**	**5.8**		
24	С-З	***131****	05.06.2018	рекомб.	375	378		K_1 III al		35.0	3.8	0.9	6.4	7.3	1.027	0.862	22.3	7.4	0.0002	286.00
25	С-З	***208***	12.11.2011	рекомб.	378.5	388		$VII-J_2$ пл-2	2	35.0	3.8	3.3	13.0	14.9	1.041	0.848	13.5	3.9	0.0001	
26	С-З	***18****	23.10.1988	глуб.	467	480		$VII-J_2$ пл-2	2	34.0	5.2	1.5	5.6	6.7	1.039	0.817	2.1	0.4	0.0005	
27	С-З	***18****	25.05.1993	глуб.	467	480		$VII-J_2$ пл-2	2	34.0	5.3	0.8	5.4	6.4	1.040	0.814	2.3	0.7	0.0002	
28	С-З	***3***	22.04.1988	глуб.	389	410		$VII-J_2$ пл-2	2	31.0	4.5	3.0	13.5	15.4	1.132	0.791	8.1	0.5	0.0003	
29	С-З	***3***	23.10.1988	глуб.	389	410		$VII-J_2$ пл-2	2	32.0	4.3	3.5	17.4	19.9	1.130	0.791	3.5	0.5	0.0002	
30	С-З	***21***	22.04.1988	глуб.	425	440		$VII-J_2$ пл-2	2	32.0	5.0	2.8	12.1	13.7	1.062	0.839	6.0	0.4	0.0002	
31	С-З	***21***	24.10.1988	глуб.	425	440		$VII-J_2$ пл-2	2	33.0	4.6	2.9	12.9	14.7	1.102	0.808	5.9	0.4	0.0001	
32	С-З	***22****	12.11.2011	рекомб.	386	398		$VII-J_2$ пл-2	2	35.0	5.0	2.4	6.9	7.9	1.031	0.853	17.1	2.9	0.0001	
33	С-З	***421****	22.01.2015	рекомб.	428	432		$VII-J_2$ пл-2	2	31.0	4.5	0.8	7.5	6.6	1.026	0.863	18.5	8.1	0.0001	
34	С-З	***440****	12.11.2017	рекомб.	393.5	398.5		$VII-J_2$ пл-2	2	33.0	2.8	1.9	6.3	7.2	1.016	0.863	16.3	3.3	0.0002	286.00
35	С-З	***458****	11.04.2018	рекомб.	409	427		$VII-J_2$ пл-2	2	34.0	3.8	0.8	6.4	7.3	1.030	0.860	22.0	7.9	0.0002	304.00
36	С-З	***456****	27.06.2019	рекомб.	414	429		$VII-J_2$ пл-2	2	34.5	4.6	2.1	5.7	6.5	1.019	0.858	14.6	2.7	0.0002	260.00
37	С-З	***189***	05.05.2021	рекомб.	445	448		$VII-J_2$ 1-пл	1	33.0	4.8	3.4	9.8	11.0	1.024	0.872	25.1	2.9	0.0012	285.00
38	С-З	***196***	05.05.2021	рекомб.	427	442		$VII-J_2$ 1-пл	1	33.3	4.8	4.6	14.1	15.9	1.032	0.870	23.6	3.1	0.0015	287.00

№ п.п	*Крыло*	***№№ скв.***	Дата отбора дд.мм.гггг	Вид пробы	и.п. Кровля | м	и.п. Подошва | м	Глубина отбора | м	Горизонт	Пласт	Температура исследования | С°	Давление исследования проб	Давление насыщения при температуре пласта | МПа	Газосодержание | $м^3/м^3$	Газосодержание | $м^3/т$	Объемный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях | $г/см^3$	Вязкость нефти в пластовых условиях| мПа*с	Коэф.растворимости газа | $м^3/м^3$ * МПа	Коэффициент сжимаемости 10^-4*1/МПа	Молекулярная масса
39	С-З	***465***	28.04.2022	рекомб.	430.0	458.0		VII-J_2 пл-2	2	33.3	4.8	4.0	12.6	14.0	1.032	0.878	24.4	3.2	0.0025	290.00
Среднее значение по горизонту J_2-VII:										**32.8**	**4.6**	**3.4**	**13.2**	**15.0**	**1.069**	**0.837**	**13.7**	**1.9**	**0.0008**	**287.33**
40	С-З	***3***	04.10.1982	глуб.	435	447		VIII-J_2		33.0	5.4	2.3	15.5	18.6	1.083	0.785	3.5	0.7	0.0002	
41	С-З	***208***	22.05.1993	глуб.	445	425		VIII-J_2		36.0	4.6	2.1	15.0	17.9	1.049	0.844	2.5	0.7	0.0001	
42	С-З	***429****	03.06.2016	рекомб.	424	432		VIII-J_2		34.0	5.6	1.4	7.3	6.4	1.013	0.866	16.3	7.5	0.0002	
43	С-З	***428****	26.02.2016	рекомб.	432	446		VIII-J_2		31.0	4.8	0.9	7.4	6.6	1.016	0.878	20.4	7.6	0.0003	
44	С-З	***433***	27.09.2016	рекомб.	433	441		VIII-J_2		30.0	4.9	3.4	18.8	15.9	1.064	0.836	5.9	4.7	0.0002	
45	С-З	***423****	25.05.2017	рекомб.	434	444		VIII-J_2		34.0	4.8	0.9	6.5	7.4	1.020	0.868	21.4	7.2	0.0003	310.00
46	С-З	***445***	27.06.2019	рекомб.	420	431		VIII-J_2		33.3	4.9	3.4	13.0	15.0	1.061	0.830	13.0	3.8	0.0002	240.00
47	С-З	***453****	27.06.2019	рекомб.	428	438		VIII-J_2		33.3	4.6	2.1	5.9	6.8	1.019	0.859	16.0	2.9	0.0002	261.00
Среднее значение по горизонту J_2-VIII:										**33.1**	**5.0**	**2.8**	**15.6**	**16.9**	**1.064**	**0.824**	**6.2**	**2.5**		**240.00**
Совместные горизонты																				
48	С-З	***209***	04.10.1982	глуб.	378	474		VII-VIII-J_2	2	35.0	4.0	1.7	5.6	6.4	1.021	0.865	18.4	3.3	0.0001	
49	Ю-В	***150***	05.05.2021	рекомб.	216.0	278.0		Вне горизонта		24.0	3.1	2.9	9.1	10.2	1.018	0.880	57.4	3.1	0.0017	298.00

*** - Отбракованные пробы.**

Таблица П.2.3.2 Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

№ п/п	Крыло	***№скважин***	Дата отбора пробы	Глубина отбора	и.п. Кровля	и.п. Подошва	Горизонт	Пласт	Блок	Плотность в стандартных условиях. г/см 3	Кинематическая вязкость мм2с при **10°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **20°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **30°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **40°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **50°С**	Содер. %масс **Смол селикагелевых**	Содер. %масс **Асфальтены**	Содер. %масс **Серы**	Содер. %масс **Мех примесей**	Содер. %масс **Коксуемость**	Содер. %масс **Вода**	Содер. %масс **Парафин**	Температура. °С **Плавления парафина**	Температура. °С **Застывания**	Температура. °С **Вспышки**	Температура. °С **Начало кипения**	Содержание фракций % **выход до 100°С**	Содержание фракций % **выход до 150°С**	Содержание фракций % **выход до 200°С**	Содержание фракций % выход до **250°С**	Содержание фракций % выход до **300°С**	Кислотное число мгКОН/гр
1	Ю-В	***1***	03.12.82		374	377	K_1 II al	1	I	0.891	199.00	95.0	60.1	37.9	25.2			0.48		2.80				-35.0	35.0	112.0		4.0	6.5	13.0	24.0	0.30
2	Ю-В	***4***	13.02.82		370	375	K_1 II al	1	I	0.890		86.5			23.2			0.50		2.94				-40.0	22.0	130.0		1.0	6.0	13.0	24.0	0.30
3	Ю-В	***4***	01.01.1988		375	382	K_1 II al	1	I	0.890	170.20	90.9	60.3	36.2	24.8			0.58		2.91				-45.0	26.0	140.0		1.0	8.0	14.5	28.0	0.16
4	Ю-В	***5***	01.01.1988		352	355	K_1 II al	1	I	0.889	145.90	84.1	49.9	33.1	22.5			0.47						-17.0	26.0	130.0		2.0	9.0	17.0	30.0	0.13
5	Ю-В	***6****	28.04.2022		443	457	K_1 II al	1		0.906	472.40	232.9	124.8	73.7	46.4	17.1	0.38	0.40	0.01	3.60	0.54	1.10	54.5	-51.0	30.0	130.0		2.0	7.0	12.0	18.0	0.19
6	Ю-В	***123***	27.10.2021		370	412	K_1 II al	1		0.889	166.50	91.8	54.4	34.4	23.4	15.9	0.16	0.40	0.01	2.41	0.12	1.27	54.0	-54.0	17.0	130.0		2.0	7.0	12.0	21.0	0.06
Среднее значение K_1al-II пласт I:										**0.890**	**170.40**	**89.7**	**56.2**	**35.4**	**23.8**	**15.9**	**0.16**	**0.49**	**0.01**	**2.77**	**0.12**	**1.27**	**54.0**	**-38.2**	**25.2**	**128.4**		**2.0**	**7.3**	**13.9**	**25.4**	**0.19**
7	Ю-В	***1***	23.11.82		414	417	K_1 II al	2	I	0.890	149.30	88.4	47.2	32.0	23.6			0.45		2.60				-38.0	30.0	102.0		2.0	7.0	14.0	28.0	0.16
8	Ю-В	***4***	25.01.83		409	418	K_1 II al	2	I	0.894	216.60	105.1	64.8	40.7	26.6	14.3	0.49	0.44		3.10		0.84	53.0	-37.0	35.0	140.0		0.5	6.0	13.0	25.0	0.20
9	Ю-В	***5***	07.03.83		385	395	K_1 II al	2	I	0.895		117.8			35.0	11.5	0.27	0.36		5.64				-45.0	35.0	134.0		1.0	5.0	13.0	27.0	0.27
10	Ю-В	***2****	18.06.93		415	425	K_1 II al	2	I	0.920		537.0			89.8		1.86	0.98		5.33					74.0	114.0			2.0	7.0	22.0	0.63
11	Ю-В	***156***	02.11.2023		354	396	K_1 II al	2		0.897	241.78	128.9	74.7	46.7	31.0	14.9	0.20	0.61	0.02	3.49	0.12	1.10	54.5	-36.0	19.0	120.0		3.0	8.0	15.0	26.0	0.23
Среднее значение K_1al-II пласт II:										**0.894**	**202.56**	**110.0**	**62.2**	**39.8**	**29.1**	**13.6**	**0.32**	**0.47**	**0.02**	**3.71**	**0.12**	**0.97**	**53.8**	**-39.0**	**29.8**	**124.0**		**1.6**	**6.5**	**13.8**	**26.5**	**0.22**
12	Ю-В	***16***	18.08.10		356	405	K_1 II al	1+2	I	0.889	186.50	102.2	60.1	38.4	25.1	17.5	1.49	0.35		3.20		0.17	54.9	-20.0	30.0	170.0			4.0	12.0	26.0	0.14
13	Ю-В	***123***	27.10.2021		370	412	K_1 II al	1+2		0.889	166.50	91.8	54.4	34.4	23.4	15.9	0.20	0.40				1.30	54.0	-54.0	17.0	130.0		2.0	7.0	12.0	21.0	0.10
Среднее значение K_1al-II:										**0.891**	**182.48**	**98.4**	**58.4**	**37.1**	**25.8**	**15.0**	**0.47**	**0.46**	**0.01**	**3.23**	**0.12**	**0.94**	**54.1**	**-38.3**	**26.5**	**130.7**		**1.9**	**6.7**	**13.5**	**25.5**	**0.19**

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п	Крыло	*№скважин*	Дата отбора пробы	Глубина отбора	и.п. Кровля	и.п. Подошва	Горизонт	Пласт	Блок	Плотность в стандартных условиях. г/см 3	Кинематическая вязкость мм2с при **10°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **20°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **30°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **40°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **50°С**	Содер. %масс **Смол селикагелевых**	Содер. %масс **Асфальтены**	Содер. %масс **Серы**	Содер. %масс **Мех примесей**	Содер. %масс **Коксуемость**	Содер. %масс **Вода**	Содер. %масс **Парафин**	Температура. °С **Плавления парафина**	Температура. °С **Застывания**	Температура. °С **Вспышки**	Температура. °С **Начало кипения**	Содержание фракций % **выход до 100°С**	Содержание фракций % **выход до 150°С**	Содержание фракций % **выход до 200°С**	Содержание фракций % выход до **250°С**	Содержание фракций % выход до **300°С**	Кислотное число мгКОН/гр
14	Ю-В	***500***	29.04.2023	427.37			Вне горизонта			0.875	70.27	42.6	27.2	18.7	13.4	11.7	0.05	0.36	0.01	1.39	0.09	1.32	54.8	-36.0	-14.0	110.0		4.0	9.0	17.0	27.0	0.11
15	Ю-В	***500***	29.04.2023	432.21			Вне горизонта			0.873	63.49	38.9	25.3	17.5	12.7	11.5	0.02	0.32	0.01	1.31	0.70	1.38	54.8	-36.0	-16.0	105.0		4.0	9.0	17.0	28.0	0.11
16	Ю-В	***500***	29.04.2023	435.54			Вне горизонта			0.874	69.10	41.9	26.8	18.4	13.2	11.6		0.36	0.01	1.35	0.09	1.36	55.0	-42.0	-13.0	100.0		5.0	10.0	19.0	29.0	0.05
17	Ю-В	***500***	29.04.2023	448.60			Вне горизонта			0.876	72.88	44.0	27.1	18.4	13.2	11.8		0.37	0.01	1.37	0.03	1.30	54.8	-51.0	-13.0	100.0		5.0	10.0	18.0	28.0	0.05
18	Ю-В	***500***	27.05.2023		426	432	Вне горизонта			0.873	67.13	40.8	25.9	17.8	12.8	11.2	0.22	0.38	0.01	1.48	0.06	1.40	54.8	-36.0	27.0	105.0		5.0	11.0	19.0	30.0	0.06
19	Ю-В	***501***	28.11.2023	425.00	445	451.5	Вне горизонта			0.874	68.43	41.6	26.6	17.9	12.7	11.6	0.24	0.38	0.01	1.32	0.06	1.35	54.6	-36.0	-12.0	100.0		5.0	10.0	20.0	30.0	0.19
20	Ю-В	***2***	01.01.88		504	510	K_1 III al		III	0.925		133.9	609.1	310.0	160.5	23.9	1.86	1.06		5.97				-15.0	43.0	164.0			1.0	3.5	9.0	0.64
21	Ю-В	***2***	18.06.93		504	510	K_1 III al		III	0.920	582.10	537.0	152.6	90.6	89.9		1.86	0.98		5.33				-	74.0	114.0			2.0	7.0	22.0	0.63
22	Ю-В	***1****	18.06.93		498	502	K_1 III al		I	0.891	247.90	117.6	71.9	42.6	22.9	9.9	0.37	0.57		2.89				-12.0	30.0	105.0		4.0	7.0	13.0	29.0	0.16
23	Ю-В	***163****	09.06.15		504	510	K_1 III al		III	0.941	7332.30	2622.2	1095.7	518.9	272.6	24.7	1.02	0.89		3.19		1.31	54.8	-3.0	96.0	220.0				3.0	12.0	0.16
24	Ю-В	***163***	11.04.18		504	510	K_1 III al		III	0.921	1734.10	755.9	358.2	182.2	104.5	28.7	1.24	1.39		4.64		1.41	53.6	-20.0	67.0	140.0		1.0	6.0	11.0	22.0	0.15
Среднее значение по горизонту K_1al-III:										**0.922**	**1158.10**	**475.6**	**373.3**	**194.3**	**118.3**	**26.3**	**1.65**	**1.14**		**5.31**		**1.41**	**53.6**	**-17.5**	**61.3**	**139.3**		**1.0**	**3.0**	**7.2**	**17.7**	**0.47**
25	Ю-В	***11***	08.06.83		633	639	II-J_2		III	0.889		82.1			21.7			0.43		2.50				-45.0	29.0	115.0		0.5	8.0	15.0	29.0	0.20
26	Ю-В	***113***	18.06.93		567	570	II-J_2		III	0.891	367.80	164.8	102.5	61.8	35.8		0.37	0.77		4.30				-35.0	42.0	118.0		1.0	4.0	12.0	24.0	0.26
27	Ю-В	***115***	01.09.10		586	589	II-J_2		II	0.878	185.40	86.0	42.3	27.2	18.9	15.7	0.49	0.45		1.94		0.26	54.8	-20.0	33.0	200.0				7.0	21.0	0.14
28	Ю-В	***167****	09.06.15		585	594	II-J_2		III	0.900	411.33	204.9	109.5	65.1	41.6	14.7	0.76	0.68		2.83		1.29	57.0	-20.0	89.0	210.0				4.0	13.0	0.07
Среднее значение по горизонту J_2-II:										**0.886**	**276.60**	**111.0**	**72.4**	**44.5**	**25.5**	**15.7**	**0.43**	**0.55**		**2.91**		**0.26**	**54.8**	**-33.3**	**34.7**	**144.3**		**0.8**	**6.0**	**11.3**	**24.7**	**0.17**
29	Ю-В	***135****	-		588	603	III-J_2		III	0.914	418.60	196.6	122.5	72.5	43.1			0.80		4.15				-	36.0	118.0		1.5	3.5	10.0	28.0	0.30
30	Ю-В	***115***	18.06.93		606	612	III-J_2		III	0.878	107.60	62.7	43.6	26.1	19.2			0.42		2.61				-40.0	-	122.0		1.0	4.0	13.0	28.0	0.14
31	Ю-В	***455***	18.02.19		548	555.5	III-J_2		III	0.882	112.90	63.7	42.7	26.9	18.9	15.2	0.13	0.44		1.60		1.56	54.2	-54.0	8.0	120.0		3.0	8.0	13.0	21.0	0.19
Среднее значение по горизонту J_2-III:										**0.880**	**110.25**	**63.2**	**43.1**	**26.5**	**19.0**	**15.2**	**0.13**	**0.43**		**2.11**		**1.56**	**54.2**	**-47.0**	**8.0**	**121.0**		**2.0**	**6.0**	**13.0**	**24.5**	**0.17**
32	Ю-В	***6***	26.12.82		686	701	V-J_2		IV	0.902	394.10	157.3	114.4	65.7	35.6	16.7	0.71	0.59		4.00		1.10	52.0	-36.0	-	150.0			3.0	10.0	23.0	0.10
33	Ю-В	***5***	07.03.83		528	533	V-J_2		I	0.889		87.7			29.5			0.38		3.60		1.09	55.0	-45.0	27.0	120.0		2.0	7.0	14.0	28.0	0.22
34	Ю-В	***14***	18.06.93		572	583	V-J_2		II	0.898	223.60	135.1	73.5	54.4	35.4	11.8	0.64	0.58		4.78				-31.0	48.0	108.0		1.0	4.0	12.0	24.0	0.14
35	Ю-В	***464***	20.11.19		602	604	V-J_2			0.906	462.05	229.6	123.9	74.2	47.4	19.0	0.25	0.50		1.63		0.84	54.5	-54.0	14.0	160.0			4.0	9.0	17.0	0.07
Среднее значение по горизонту J_2-V:										**0.899**	**342.83**	**182.4**	**98.7**	**64.3**	**41.4**	**15.4**	**0.45**	**0.54**		**3.21**		**0.84**	**54.5**	**-42.5**	**31.0**	**134.0**		**1.0**	**4.0**	**10.5**	**20.5**	**0.11**
36	Ю-В	***1***	08.08.82		573	583	VI-J_2		I	0.882	100.60	70.0	37.8	28.9	18.8	8.7	0.30	0.45		2.50		1.09	55.4	-45.0	23.0	100.0		4.0	7.5	15.0	29.0	0.15
37	Ю-В	***16****	01.01.88		587	590	VI-J_2		I	0.905	569.70	276.6	153.1	109.4	66.3	19.5	2.46	0.72						-17.0	41.0							0.20
38	Ю-В	***13***	18.06.93		569	579	VI-J_2		I	0.893		104.6			27.5			0.70		3.91					22.0	127.0		1.5	5.5	13.0	27.0	
39	Ю-В	***451***	13.06.19		553	565.4	VI-J_2		I	0.897	224.10	121.1	70.5	43.2	29.0	16.8	0.15	0.38		1.63		1.50	54.1	-54.0	21.0	130.0		2.0	7.0	12.0	23.0	0.07
Среднее значение по горизонту VI-J_2:										**0.891**	**150.15**	**96.1**	**51.6**	**35.4**	**24.7**	**12.1**	**0.21**	**0.49**		**2.52**		**1.28**	**54.7**	**-45.0**	**22.0**	**118.2**		**2.3**	**6.6**	**13.3**	**26.2**	**0.10**
40	Ю-В	***110***			572	579	VII-J_2	1	I	0.911		275.3			55.4			0.80		4.33				-27.0	-	170.0			3.0	9.0	22.0	0.40
41	Ю-В	***110***	18.06.93		572	579	VII-J_2	1	I	0.915		423.9			80.6					6.33				-	-	103.0		2.5	5.5	12.5	31.0	0.40
42	Ю-В	***5****	22.01.83		567	574	VII-J_2	1	I	0.883	120.60	62.7	41.4	27.8	18.7	7.2	0.14	0.41		2.00		1.34	51.2	-17.0	21.0	115.0		3.0	8.8	15.5	30.0	0.26
43	Ю-В	***15***	01.01.1988		560	570	VII-J_2	1	I	0.905	598.90	263.2	172.8	102.9	66.5			0.93		4.70				-13.0	40.0	120.0		1.5	4.0	11.0	25.0	0.22
44	Ю-В	***441***	22.11.17		561	570.5	VII-J_2	1	I	0.915	816.92	386.3	199.9	112.5	69.3	13.1		1.13		1.36		1.10	56.5	-20.0	12.0	130.0		2.0	7.0	12.0	21.0	0.01
Среднее значение по горизонту VII-J_2 пласт 1:										**0.906**	**512.14**	**282.3**	**138.0**	**81.1**	**58.1**	**10.2**	**0.14**	**0.82**		**3.74**		**1.22**	**53.9**	**-19.3**	**24.3**	**127.6**		**2.3**	**5.7**	**12.0**	**25.8**	**0.26**
45	Ю-В	***111***	03.06.15		623	633	VII-J_2	2	III	0.837	14.30	10.3	6.6	5.7	4.6	3.4		0.23		0.57		2.08	58.5	-54.0	-7.0	75.0	2.0	13.0	24.0	34.0	46.0	0.01

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п	Крыло	*№скважин*	Дата отбора пробы	Глубина отбора	и.п. Кровля	и.п. Подошва	Горизонт	Пласт	Блок	Плотность в стандартных условиях. г/см 3	Кинематическая вязкость мм2с при **10°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **20°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **30°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **40°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **50°С**	Содер. %масс **Смол селикагелевых**	Содер. %масс **Асфальтены**	Содер. %масс **Серы**	Содер. %масс **Мех примесей**	Содер. %масс **Коксуемость**	Содер. %масс **Вода**	Содер. %масс **Парафин**	Температура. °С **Плавления парафина**	Температура. °С **Застывания**	Температура. °С **Вспышки**	Температура. °С **Начало кипения**	Содержание фракций % **выход до 100°С**	Содержание фракций % **выход до 150°С**	Содержание фракций % **выход до 200°С**	Содержание фракций % выход до **250°С**	Содержание фракций % выход до **300°С**	Кислотное число мгКОН/гр
46	Ю-В	***426***	12.06.17		638	651	VII-J_2	2	III	0.830	11.65	8.5	6.4	5.0	4.0	8.9		0.22		0.34		2.29	56.1	-20.0	-25.0	65.0	4.0	15.0	25.0	36.0	48.0	0.07
47	Ю-В	***442***	11.01.18		633	643	VII-J_2	2	I	0.826	10.26	7.6	5.7	4.5	3.6	12.4		0.21		0.59		1.21	55.4	-20.0	-26.0		5.0	15.0	25.0	35.0	19.0	0.08
48	Ю-В	***443***	10.05.18		624.5	639	VII-J_2	2	I	0.831	9.94	7.2	5.3	4.1	3.3	12.5		0.17		0.63		1.19	55.1	-20.0	-15.0		4.0	14.0	25.0	35.0	47.0	0.07
49	Ю-В	***446***	10.05.18		630	638	VII-J_2	2	I	0.829	85.68	50.1	31.2	20.7	14.6	12.4		0.17		0.60		1.27	55.3	-20.0	-24.0		6.0	17.0	28.0	38.0	50.0	0.05
50	Ю-В	***446***	05.06.18		630	638.0	VII-J_2	2	I	0.827	10.88	8.1	6.1	4.7	3.8	12.4	1.23	0.21		0.57		1.27	55.3	-20.0	-24.0	55.0	5.0	13.0	23.0	33.0	43.0	0.07
51	Ю-В	***444***	23.01.19		634	645.5	VII-J_2	2	III	0.834	13.80	9.9	7.4	5.5	4.4	12.5		0.22		0.64		1.23	55.1	-33.0	-25.0	70.0	3.0	13.0	24.0	34.0	44.0	0.11
52	Ю-В	***444***	11.09.20		634	645.5	VII-J_2			0.829	11.50	8.4	6.2	4.9	4.0	10.1		0.40				1.40	55.3	-33.0	-8.0	65.0	4.0	14.0	24.0	34.0	42.0	0.02
Среднее значение по горизонту VII-J_2 пласт 2:										**0.830**	**21.00**	**13.7**	**9.4**	**6.9**	**5.3**	**10.6**	**1.23**	**0.23**		**0.56**		**1.49**	**55.8**	**-27.5**	**-19.3**	**66.0**	**4.1**	**14.3**	**24.8**	**34.9**	**42.4**	**0.06**
53	Ю-В	***450***	11.04.18		692	704.0	VIII-J_2		I	0.825	10.91	7.7	5.6	4.4	3.8	4.5	не обн.	0.22		0.60		2.09	56.0	-20.0	-15.0	60.0	4.0	13.0	26.0	36.0	48.0	0.10
Среднее значение по горизонту VIII-J_2:										**0.825**	**10.91**	**7.7**	**5.6**	**4.4**	**3.8**	**4.5**		**0.22**		**0.60**		**2.09**	**56.0**	**-20.0**	**-15.0**	**60.0**	**4.0**	**13.0**	**26.0**	**36.0**	**48.0**	**0.10**
54	С-З	***131****	05.06.18		375	378	K_1 III al			0.880	106.80	62.3	28.3	25.3	17.7	16.8	0.11	0.52		1.63		1.52	54.2	-20.0	7.0	90.0	1.0	6.0	11.0	16.0	25.0	0.05
55	С-З	***131***	15.09.21		375	378	K_1 III al			0.882	109.90	60.7	39.4	26.4	18.3	11.4	0.50	0.30				0.40	51.8	-7.0	31.0	105.0		4.0	9.0	14.0	25.0	0.06
Среднее значение по горизонту VIII-J_2:										**0.881**	**108.35**	**61.5**	**33.9**	**25.8**	**18.0**	**14.1**	**0.31**	**0.41**		**1.63**		**0.96**	**53.0**	**-13.5**	**19.0**	**97.5**	**1.0**	**5.0**	**10.0**	**15.0**	**25.0**	**0.06**
56	С-З	***7****	06.01.83		440	447	VII-J_2	1	I	0.903	431.10	197.5	112.6	64.9	39.5			0.49		3.10				-38.0	-	162.0			2.0	7.0	20.0	0.35
57	С-З	***20***	18.06.93		430	441	VII-J_2	1	I	0.879		48.5		16.3				0.42		3.10				-46.0	-	91.0	0.5	3.0	11.0	21.0	42.0	0.33
58	С-З	***199***	15.03.94		399	404	VII-J_2	1	II	0.894		65.5			18.2									-	-				9.5	16.0	30.0	150.00
59	С-З	***189***	05.05.2021		445	448	VII-J_2			0.887	132.60	75.1	45.6	29.5	20.7	14.9	0.09	0.32	0.01	2.39	0.18	1.39	54.5	-63.0	16.0	120.0		3.0	8.0	13.0	24.0	0.05
60	С-З	***196***	05.05.2021		427	442	VII-J_2			0.887	143.05	80.0	48.2	31.0	21.2	15.1	0.10	0.28	0.01	2.43	0.24	1.28	54.7	-60.0	19.0	140.0		1.0	6.0	11.0	21.0	0.05
61	С-З	***206***	06.10.2021		374	379	VII-J_2			0.871	59.70	36.5	23.4	16.3	11.9	9.7	0.10	0.30				1.60	54.3	-60.0	-3.0	105.0		4.0	9.0	15.0	27.0	0.06
62	С-З	***210***	06.10.2021		430	438	VII-J_2			0.897	210.60	111.6	64.8	40.7	27.6	15.4	0.20	0.30				1.50	54.1	-54.0	13.0	185.0			1.0	6.0	15.0	0.08
63	С-З	***195***	04.11.2021		414.5	418	VII-J_2			0.929	2083.60	843.0	388.3	200.1	113.2	21.3	0.60	0.50				0.83	54.5	-51.0	73.0	200.0				5.0	15.0	0.07
Среднее значение по горизонту J_2-VII пласт 1:										**0.886**	**136.49**	**69.5**	**45.5**	**26.8**	**19.9**	**13.8**	**0.12**	**0.32**	**0.01**	**2.64**	**0.21**	**1.44**	**54.4**	**-56.6**	**11.3**	**128.2**	**0.5**	**2.8**	**7.4**	**13.7**	**26.5**	**75.17**
64	С-З	***201***			417	447	VII-J_2	2	II	0.872		30.3			10.8									-15.0	-	90.0	0.5	7.0	17.0	26.0	38.0	0.17
65	С-З	***7***	28.12.82		454	460	VII-J_2	2	I	0.891	208.47	104.1	58.9	38.8	25.0	10.0	0.53	0.40		2.20		0.75	52.2	-44.0	30.0	120.0		2.0	8.0	15.0	26.0	0.27
66	С-З	***18****	18.06.83		457	480	VII-J_2	2	I	0.841	21.97	14.2	9.8	6.4	6.3	4.9	0.08	0.29		1.03				-47.0		88.0	1.0	8.0	17.0	27.0	41.0	0.09
67	С-З	***21***	18.06.83		425	440	VII-J_2	2	II	0.875		49.2		16.8	19.8			0.38		2.95				-39.0	31.0	110.0		3.0	9.0	16.0	29.0	0.97
68	С-З	***19***	01.01.88		447	451	VII-J_2	2	I	0.893	320.60	121.6	75.1	46.8	30.8			0.48		3.04				-42.0	30.0	108.0		1.5	4.0	0.5	32.0	0.21
69	С-З	***9***	01.01.88		475	482	VII-J_2	2	I	0.892	188.90	104.9	52.1	40.0	26.5			0.86		3.40				-17.0	30.0	104.0		3.5	7.0	13.0	32.0	0.19
70	С-З	***3***	01.01.88		390	410	VII-J_2	2	II	0.875	88.27	50.4	36.1	23.9	18.8			0.43						-53.0	18.0	101.0		3.0	9.5	19.0	31.0	0.11
71	С-З	***130***	01.01.92		439	449	VII-J_2	2	II	0.880		57.1			17.4			0.31		2.16				-44.0	-	118.0		2.5	6.5	15.0	29.0	0.17
72	С-З	***190***	19.01.94		461	465	VII-J_2	2	I	0.888		72.7			20.4	7.2	0.24	0.41		2.00				-55.0	-	110.0		5.0	15.0	24.0	34.0	0.28
73	С-З	***194***	15.03.94		438	450	VII-J_2	2	II	0.895		64.2			19.1									-	-	155.0			7.5	15.0	28.0	
74	С-З	***195***	24.01.94		441	451	VII-J_2	2	II	0.894		63.2			17.7					2.14				-42.0	42.0	148.0			5.0	13.0	26.0	0.32
75	С-З	***198***	15.03.94		408	426	VII-J_2	2	II	0.881		60.2			18.0											146.0			10.5	18.0	31.5	
76	С-З	***22***	12.11.11		386	398	VII-J_2	2	II	0.876	73.16	43.5	28.1	19.2	13.7	12.8	0.21	0.41		1.70		0.13	54.0	-45.0	-7.0	130.0		2.0	7.0	13.0	24.0	0.06
77	С-З	***208***	12.11.11		378.5	388	VII-J_2	2	II	0.875	71.83	43.2	27.7	18.8	13.5	12.8	0.19	0.40		1.70		0.13	54.0	-45.0	-7.0	125.0		2.0	7.0	14.0	25.0	0.05
78	С-З	***421***	09.06.15		428	432	VII-J_2	2	II	0.881	111.08	63.7	38.6	25.5	17.8	10.1	0.62	0.41		1.51		1.47	55.4	-20.0	-2.0	125.0		2.0	7.0	14.0	27.0	0.05
79	С-З	***421***	20.07.17		428	432	VII-J_2	2	II	0.881	102.11	59.1	36.9	24.4	17.0	9.2		0.41		1.73		1.49	55.1	-20.0	7.0	115.0		3.0	8.0	17.0	30.0	0.05

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п	Крыло	***№скважин***	Дата отбора пробы	Глубина отбора	и.п. Кровля	и.п. Подошва	Горизонт	Пласт	Блок	Плотность в стандартных условиях. г/см 3	Кинематическая вязкость мм2с при **10°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **20°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **30°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **40°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **50°С**	Содер. %масс **Смол селикагелевых**	Содер. %масс **Асфальтены**	Содер. %масс **Серы**	Содер. %масс **Мех примесей**	Содер. %масс **Коксуемость**	Содер. %масс **Вода**	Содер. %масс **Парафин**	Температура. °С **Плавления парафина**	Температура. °С **Застывания**	Температура. °С **Вспышки**	Температура. °С **Начало кипения**	Содержание фракций % **выход до 100°С**	Содержание фракций % **выход до 150°С**	Содержание фракций % **выход до 200°С**	Содержание фракций % выход до **250°С**	Содержание фракций % выход до **300°С**	Кислотное число мгКОН/гр
80	С-3	***440***	22.11.17		393.5	398.5	VII-J_2	2	II	0.872	62.60	38.4	24.9	17.1	12.4	11.9		0.39		1.28		1.40	57.0	-20.0	-5.0	90.0	1.0	6.0	12.0	22.0	35.0	0.06
81	С-3	***458***	11.04.18		409	427	VII-J_2	2	II	0.881	99.60	58.0	36.1	24.1	16.9	16.8	0.12	0.46		1.65		1.57	54.0	-20.0	6.0	110.0		4.0	9.0	16.0	28.0	0.07
82	С-3	***449***	11.06.18		400	412	VII-J_2	2	II	0.877	74.17	43.8	27.6	18.4	13.0	15.5	0.10	0.42		1.61		1.52	54.1	-20.0	-7.0			5.0	10.0	18.0	30.0	0.08
83	С-3	***456***	27.06.19		414	429	VII-J_2	2	II	0.870	58.11	35.9	23.4	16.2	11.8	9.7	0.07	0.31		1.57		1.57	54.4	-63.0	-5.0	110.0		4.0	9.0	15.0	28.0	0.02
84	С-3	***431****	04.08.21		390	395	VII-J_2	2		0.821	8.90	6.6	5.1	4.1	3.3	3.9	0.10	0.30				0.40	54.7	-75.0	-25.0	60.0	5.0	14.0	28.0	38.0	53.0	0.06
Среднее значение по горизонту J_2-VII пласт 2:										**0.879**	**113.91**	**58.9**	**36.5**	**24.0**	**17.3**	**11.0**	**0.24**	**0.42**		**1.98**		**1.11**	**54.5**	**-36.2**	**11.5**	**115.9**	**0.8**	**3.7**	**9.3**	**16.5**	**30.2**	**0.18**
85	С-3	***132***	-		432	450	VIII-J_2		II	0.871		36.4			12.1			0.28		1.53					5.0	130.0		3.0	8.5	17.0	30.0	0.07
86	С-3	***203***			434	445	VIII-J_2		II	0.881		30.7			9.4		0.20	0.30		1.06				-15.0		105.0		6.0	14.0	23.0	36.0	0.17
87	С-3	***3***	01.10.82		435	447	VIII-J_2		II	0.865	53.29	33.1	29.2	16.4	10.8			0.33				0.91	56.8	-30.0	7.0	95.0	1.0	5.0	11.0	20.0	33.0	0.17
88	С-3	***17***	08.06.88		439	445	VIII-J_2		II	0.867	63.96	36.4	26.5	19.5	11.9	4.6	0.21	0.36						-55.0	12.0	88.0	0.5	6.0	12.0	22.5	34.0	0.08
89	С-3	***120***	20.10.88		439	445	VIII-J_2		II	0.877	102.88	59.1	38.2	25.8	18.3			0.39						-43.0		77.0	2.0	5.0	7.5	15.0	29.0	0.11
90	С-3	***121****	15.06.92		499	507	VIII-J_2		II	0.834	18.06	9.7	6.9	5.5	4.8	4.4	0.21	0.23		1.06				-45.0	-5.0	75.0	2.0	16.0	20.0	30.0	42.0	0.08
91	С-3	***22***	17.06.93		426	441	VIII-J_2		II	0.868		31.5			11.3			0.30		4.40				-37.0		92.0	1.0	6.0	12.0	21.0	33.0	0.20
92	С-3	***187****	19.01.94		505	509	VIII-J_2		I	0.841		8.9		4.6		4.1	0.10	0.25		0.52				-15.0		40.0	11.0	19.0	30.0	40.0	57.0	0.15
93	С-3	***190****	19.01.94		494	498	VIII-J_2		I	0.888		72.7			20.4	7.2	0.24	0.41		2.00				-15.0		110.0		5.0	15.0	24.0	34.0	0.28
94	С-3	***136***	11.12.08		424	450	VIII-J_2		II	0.871	63.82	39.6	23.7	16.2	9.0		0.72	0.36		1.28		0.80	55.2	-20.0	8.0	147.0			9.0	19.0	33.0	0.10
95	С-3	***429***	03.06.16		424	432	VIII-J_2		II	0.872	67.33	41.0	26.4	18.0	13.0	7.1		0.34		1.19		1.08	56.5	-49.0	-2.0	120.0		3.0	9.0	17.0	27.0	0.01
96	С-3	***428***	26.02.16		432	446	VIII-J_2		II	0.886	70.33	42.9	27.1	18.6	13.4	12.5	0.41	0.34		2.30		0.24	54.5	-20.0	-15.0	150.0			5.0	10.0	22.0	0.05
97	С-3	***433***	27.09.16		433	441	VIII-J_2		II	0.876	56.05	35.0	23.2	16.2	11.8	17.3		0.39		1.47		0.90	53.0	-50.0	17.0	110.0		4.0	9.0	15.0	27.0	0.07
98	С-3	***433***	12.01.17		433	441	VIII-J_2		II	0.870	58.19	36.0	23.4	16.2	9.0	9.4		0.43		2.25		1.54	55.0	-42.0	15.0			3.0	9.0	16.0	28.0	0.14
99	С-3	***428***	12.01.17		432	446	VIII-J_2		II	0.869	55.43	34.4	22.6	15.7	11.5	9.3		0.33		1.16		1.58	55.2	-45.0	-15.0			5.0	10.0	18.0	30.0	0.16
100	С-3	***423****	25.05.17		434	444	VIII-J_2		II	0.880	95.30	55.8	34.7	23.1	16.3	9.5		0.26		1.85		1.51	55.0	-42.0	13.0	120.0		3.0	8.0	18.0	29.0	0.13
101	С-3	***431***	20.07.17		418	432	VIII-J_2		II	0.868	52.28	32.7	21.6	15.0	11.0	8.8		0.31		0.95		1.65	55.2	-20.0	-14.0	90.0	1.0	6.0	14.0	23.0	35.0	0.07
102	С-3	***453***	10.07.18		428	438	VIII-J_2		II	0.876	72.75	42.9	26.5	17.5	12.4	15.4	0.10	0.39		1.59		2.23	54.3	-20.0	-15.0		1.0	6.0	11.0	19.0	31.0	0.05
103	С-3	***447***	09.04.19		444	451	VIII-J_2		II	0.873	67.20	39.8	26.2	18.1	13.3	8.4	0.14	0.32		1.25		1.52	54.2	-60.0	5.0	115.0		3.0	8.0	15.0	25.0	0.07
104	С-3	***445***	27.06.19		420	431	VIII-J_2		II	0.868	54.79	34.0	22.2	15.4	11.3	9.3		0.39		1.15		1.55	55.3	-42.0	-5.0	95.0		6.0	11.0	19.0	30.0	0.02
105	С-3	***453***	27.06.19		428	438	VIII-J_2		II	0.871	59.33	36.8	24.0	16.5	12.0	9.7	0.10	0.35		1.59		1.53	54.4	-54.0	-2.0	120.0		4.0	9.0	15.0	27.0	0.02
106	С-3	***461***	11.09.20		416	424	VIII-J_2			0.868	53.10	33.2	22.0	15.1	11.1	11.1		0.20				1.40	55.3	-54.0	-6.0	75.0	3.0	9.0	19.0	29.0	39.0	0.04
Среднее значение по горизонту VIII- J_2:										**0.871**	**65.38**	**40.2**	**26.1**	**17.7**	**12.5**	**10.0**	**0.27**	**0.34**		**1.69**		**1.32**	**55.0**	**-37.5**	**0.5**	**108.2**	**1.4**	**4.9**	**10.6**	**18.8**	**30.6**	**0.10**
107	Ю-В	***117***	21.03.1991		572	597	J_2.VI+VII		I	0.865		31.3			10.7			0.31		3.15						116.0		4.0	9.0	16.0	30.0	0.12
108	Ю-В	***114***	18.06.93		552	590	J_2-V+VI		III	0.901		187.1			38.8			0.70		3.73					52.0	121.0		1.0	4.0	11.0	24.0	0.39
109	Ю-В	***119***	17.06.93		552	578	J_2-V+VI		I	0.912		159.9			38.5			0.70		4.59					28.0	116.0		2.0	5.5	10.5	25.0	0.30
110	Ю-В	***2***	07.11.08		559	587	J_2-II+III		III	0.907	489.00	233.6	135.6	71.1	44.9	15.1	1.08	0.85		2.06		2.49	54.0	-19.0	19.0	180.0			2.0	9.0	22.0	0.93
111	Ю-В	***179***	11.12.08		519	560	J_2-IV+V+VI		I	0.896	253.40	138.6	73.2	45.1	29.9	14.4	0.46	0.71		1.75		3.07	53.0	-20.0	17.0	175.0				2.0	24.0	1.75
112	Ю-В	***175***	07.11.08		585	588	J_2-V+VI+VII		I	0.894	250.60	132.5	80.3	44.5	29.7	14.6	0.96	0.43		1.86		1.77	53.8	-19.0	11.0	140.0		1.0	6.0	12.0	28.0	0.12
113	Ю-В	***162***	18.08.10		553	588	J_2-V+VI		III	0.899	417.30	216.4	97.7	59.1	37.4	11.9	0.74	0.72		4.64		0.60	55.0	-20.0	43.0	215.0				6.0	20.0	0.19
114	Ю-В	***179***	18.08.10		519	560	J_2-IV+V+VI		I	0.894	252.70	135.7	74.5	45.3	30.4	11.3	0.34	0.67		3.98		0.58	55.2	-20.0	27.0	170.0			3.0	11.0	25.0	0.15
115	С-3	***122***	01.06.1992		441	480	VII-J_2-I+2 пл			0.837		10.9			4.8			0.29		0.85				-5.0		97.0		9.0	18.0	28.0	41.0	0.07

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п	Крыло	***№скважин***	Дата отбора пробы	Глубина отбора	и.п. Кровля	и.п. Подошва	Горизонт	Пласт	Блок	Плотность в стандартных условиях. г/см 3	Кинематическая вязкость мм2с при **10°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **20°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **30°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **40°С**	Кинематическая вязкость мм2с при **50°С**	Содер. %масс **Смол селикагелевых**	Содер. %масс **Асфальтены**	Содер. %масс **Серы**	Содер. %масс **Мех примесей**	Содер. %масс **Коксуемость**	Содер. %масс **Вода**	Содер. %масс **Парафин**	Температура. °С **Плавления парафина**	Температура. °С **Застывания**	Температура. °С **Вспышки**	Температура. °С **Начало кипения**	Содержание фракций % **выход до 100°С**	Содержание фракций % **выход до 150°С**	Содержание фракций % **выход до 200°С**	Содержание фракций % выход до **250°С**	Содержание фракций % выход до **300°С**	Кислотное число мгКОН/гр
116	С-З	***209***	18.08.10		378	474	VII+VIII-J_2			0.873	76.83	46.7	29.6	20.3	14.7	14.8	0.40	0.37		1.74		0.15	54.6	-20.0	15.0	147.0			9.0	18.0	31.0	0.11
117	Ю-В	***457***	10.07.18		578	593	III-IV-J_2		I	0.897	259.70	138.4	79.2	48.1	31.8	16.8	0.17	0.71		1.65		1.53	54.1	-20.0	10.0			3.0	8.0	13.0	21.0	0.07
118	С-З	***424***	04.11.21		498	501	VII+VIII-J_2			0.842	17.60	12.4	8.9	6.7	5.3	11.2		0.23				1.20	55.0	-51.0	-10.0	80.0	2.0	10.0	19.0	28.0	40.0	0.08
119	Ю-В	***10***	12.12.83		540	545	**Вне горизонта**			0.882	120.90	76.8	46.2	34.0	20.9			0.28				1.39	53.0	-48.0	22.0	105.0		4.0	8.0	16.0	30.0	0.08
120	Ю-В	***150***	05.05.2021		216	278	Вне горизонта			0.891	216.07	115.7	67.1	41.9	27.8	17.4		0.22	0.01	2.62	0.30	1.13	54.0	-57.0	45.0	115.0		3.0	8.0	13.0	24.0	0.08

*** - Отбракованные пробы.**

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

№п/п	Крыло	№/№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля | м	и.п. подошва | м	Горизонт	Пласт	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)	Сумма	содержание C_2+	содержание $C5$+	Плотность газа относительная (по воздуху)	Плотность газа. кг/м3	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида рассчетная
1	Ю-В	6	18.05.1983	443	448	K_1 II al	1		0.26	1.79	84.43	10.05	2.36	0.47	0.34	0.27						**100.0**	13.5	0.27	0.659	0.794		18.89
2	Ю-В	4	13.05.1988	370	375	K_1 II al	1		0.37	3.76	83.96	9.07	2.28	0.38	0.15	0.03						**100.0**	11.9	0.03	0.652	0.786		18.75
3	Ю-В	5	07.06.1988	352	355	K_1 II al	1		0.94	1.66	79.24	13.33	3.46	0.60	0.44	0.30						**100.0**	18.1	0.30	0.691	0.833		19.95
4	Ю-В	1	09.06.1988	374	377	K_1 II al	1		0.25	3.15	83.84	9.27	2.42	0.58	0.34	0.13						**100.0**	12.7	0.13	0.656	0.791		18.93
5	Ю-В	4	15.06.1993	370	375	K_1 II al	1		0.20	1.36	81.59	12.61	3.05	0.71	0.30	0.15						**100.0**	16.8	0.15	0.673	0.811		19.39
6	Ю-В	6	28.04.2022	443	457	K_1 II al	1	0	0.314	3.815	87.33	6.384	1.332	0.416	0.222	0.118	0.031	0.021	0.01	0.007		**100.0**	8.5	0.19	0.630	0.759	18.19	18.24
Среднее значение по горизонту K_1II al- пласт 1:								***0.00***	***0.39***	***2.59***	***83.37***	***10.12***	***2.48***	***0.53***	***0.30***	***0.17***	***0.03***	***0.02***	***0.01***	***0.01***		***100.0***	***13.7***	***0.24***	***0.660***	***0.795***		***19.06***
7	Ю-В	2	06.04.1988	415	425	K_1 II al	2		0.12	2.21	81.80	14.03	1.29	0.29	0.15	0.11						**100.0**	15.9	0.11	0.634	0.764		18.92
8	Ю-В	2	15.06.1993	415	425	K_1 II al	2		0.10	1.61	74.74	15.87	5.26	1.04	0.88	0.50						**100.0**	23.6	0.50	0.735	0.886		21.05
9	Ю-В	123	27.10.2021	370	412	K_1 II al	2	0	0.142	0.944	84.191	9.584	3.492	0.811	0.481	0.115	0.061	0.05	0.088	0.041		**100.0**	14.7	0.36	0.669	0.806	19.26	19.30
10	Ю-В	156	02.11.2023	354	396	K_1 II al	2	0	0.182	0.573	90.154	5.915	1.958	0.602	0.325	0.198	0.066	0.019	0.005	0.003		**100.0**	9.1	0.29	0.627	0.755	18.05	18.10
Среднее значение по горизонту K_1II al- пласт 2:								***0.00***	***0.14***	***1.33***	***82.72***	***11.35***	***3.00***	***0.69***	***0.46***	***0.23***	***0.06***	***0.03***	***0.05***	***0.02***		***100.1***	***15.9***	***0.40***	***0.666***	***0.803***		***19.42***
11	Ю-В	150	15.06.1993	594	597	K_1 III al			0.10	1.47	75.48	14.46	6.20	1.12	0.87	0.30						**100.0**	23.0	0.30	0.735	0.886		21.02
12	Ю-В	163	09.06.2015	504	510	K_1 III al			2.51	1.03	77.61	12.09	4.53	1.10	0.68	0.44						**100.0**	18.8	0.44	0.722	0.870		20.83
13	Ю-В	163	11.04.2018	504	510	K_1 III al			0.37	3.21	75.71	13.81	4.53	1.14	0.70	0.33	0.07	0.08	0.06	0.01		**100.0**	20.7	0.54	0.724	0.872	20.79	20.84
Среднее значение по горизонту K_1 III al:									***0.99***	***1.90***	***76.16***	***13.43***	***5.08***	***1.12***	***0.75***	***0.36***	***0.06***	***0.08***	***0.06***	***0.01***		***100.0***	***20.9***	***0.57***	***0.727***	***0.876***	***20.79***	***20.99***
14	Ю-В	2	10.12.1983	558	572	II-J_2			отс	0.65	58.08	28.07	7.39	2.86	1.43	1.50						**100.0**	41.3	1.50	0.875	1.054		24.78
15	Ю-В	113	18.06.1991	579	600	II-J_2			0.26	6.69	71.30	13.70	4.49	2.00	0.76	0.80						**100.0**	21.8	0.80	0.756	0.911		21.71
16	Ю-В	167	09.06.2015	585	594	II-J_2			2.40	1.03	77.60	12.17	4.54	1.12	0.72	0.42						**100.0**	19.0	0.42	0.722	0.870		20.83
Среднее значение по горизонту II-J_2:									***1.32***	***2.78***	***68.69***	***17.90***	***5.45***	***1.98***	***0.97***	***0.90***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***100.0***	***27.2***	***0.90***	***0.784***	***0.945***		***22.53***
17	Ю-В	2	24.11.1983	584	592	III-J_2				3.55	83.22	10.41	1.96	0.48	0.24	0.10						**100.0**	13.2	0.10	0.656	0.790		18.83
18	Ю-В	2*	30.11.1983	584	592	III-J_2				1.27	56.10	26.86	8.65	3.74	1.78	1.60						**100.0**	42.6	1.60	0.901	1.086		25.61
19	Ю-В	113	18.06.1991	567	570	III-J_2			0.38	6.28	70.98	13.80	5.01	2.02	0.83	0.70						**100.0**	22.4	0.70	0.761	0.917		21.83
20	Ю-В	115	15.06.1993	606	612	III-J_2			0.10	2.97	78.23	11.58	5.14	1.09	0.65	0.21						**100.0**	18.7	0.21	0.710	0.855		20.34
Среднее значение по горизонту III- J_2:									***0.24***	***3.51***	***72.06***	***15.65***	***5.18***	***1.83***	***0.87***	***0.65***						***100.0***	***24.2***	***0.65***	***0.757***	***0.912***		***21.65***
21	Ю-В	112	18.06.1991	572	579	IV-J_2			0.65	3.12	62.80	22.96	6.45	2.33	0.95	0.70						**100.0**	33.4	0.70	0.817	0.985		23.39
Среднее значение по горизонту IV-J_2:									***0.65***	***3.12***	***62.80***	***22.96***	***6.45***	***2.33***	***0.95***	***0.70***						***100.0***	***33.4***	***0.70***	***0.817***	***0.985***		***23.39***
22	Ю-В	1*	26.08.1982	557	560	V-J_2				1.82	51.34	25.01	9.84	4.23	3.18	4.60						**100.0**	46.9	4.60	1.002	1.207		28.23
23	Ю-В	14	15.06.1993	572	583	V-J_2			0.20	2.92	82.20	9.80	3.06	1.20	0.38	0.21						**100.0**	14.7	0.21	0.676	0.814		19.46
24	Ю-В	123	15.06.1993	562	565	V-J_2			0.20	1.85	76.55	12.69	5.59	1.35	1.23	0.50						**100.0**	21.4	0.50	0.734	0.884		21.03
25	Ю-В	464	20.11.2019	602	604	V-J_2			0.10	1.55	72.79	18.65	5.05	0.84	0.57	0.40						**100.0**	25.5	0.40	0.735	0.885	21.11	21.10
Среднее значение по горизонту V-J_2:									***0.17***	***2.03***	***70.71***	***16.54***	***5.88***	***1.90***	***1.34***	***1.43***						***100.0***	***27.1***	***1.43***	***0.786***	***0.947***	***21.11***	***22.45***
26	Ю-В	1	15.08.1982	573	583	VI-J_2			0.26	1.98	78.18	15.22	2.40	0.46	0.30	1.20						**100.0**	19.6	1.20	0.691	0.833		20.15
27	Ю-В	16	06.04.1988	560	570	VI-J_2			1.04	3.82	71.31	15.36	6.72	1.06	0.53	0.16						**100.0**	23.8	0.16	0.698	0.841		21.59
28	Ю-В	16	08.06.1988	587	590	VI-J_2				5.29	78.65	10.37	4.16	0.62	0.50	0.40						**100.0**	16.1	0.40	0.695	0.838		19.99
29	Ю-В	13	15.06.1993	569	579	VI-J_2			0.40	2.16	71.53	15.58	7.01	1.62	0.96	0.70						**100.0**	25.9	0.70	0.760	0.916		22.04
Среднее значение по горизонту VI-J_2:									***0.57***	***3.31***	***74.82***	***14.11***	***5.07***	***0.94***	***0.57***	***0.61***						***100.0***	***21.3***	***0.61***	***0.711***	***0.857***		***20.98***
30	Ю-В	110		572	579	VII-J_2	1			2.18	74.30	15.77	5.86	0.90	0.77	0.19						**100.0**	23.5	0.19	0.730	0.880		20.96
31	Ю-В	110*	18.06.1991	572	579	VII-J_2	1		0.38	6.58	47.49	24.88	14.40	2.89	2.05	1.30						**100.0**	45.5	1.30	0.957	1.153		27.27
32	Ю-В	441	22.11.2017	561	570.5	VII-J_2	1		0.60	2.55	79.55	9.27	4.99	1.20	1.22	0.60						**100.0**	17.3	0.60	0.717	0.864	21.56	20.56
Среднее значение по горизонту VII-J_2 пласт 1:									***0.60***	***2.36***	***76.72***	***12.49***	***5.41***	***1.05***	***0.99***	***0.39***						***100.0***	***20.3***	***0.39***	***0.724***	***0.872***	***21.56***	***20.84***
33	Ю-В	111	03.06.2015	623	633	VII-J_2	2		1.26	2.56	73.24	10.62	5.07	2.29	2.75	2.22						**100.0**	22.9	2.22	0.806	0.971		22.98
34	Ю-В	446	05.06.2018	630	638	VII-J_2	2		0.64	5.01	76.46	10.19	4.61	1.04	1.25	0.37	0.19	0.15	0.08	0.01		**100.0**	17.9	0.80	0.880	1.060	20.95	21.00
Среднее значение по горизонту VII-J_2 пласт 2:									***0.95***	***3.78***	***74.69***	***10.38***	***4.83***	***1.66***	***1.99***	***1.29***	***0.19***	***0.15***	***0.08***	***0.01***		***100.0***	***20.6***	***1.71***	***0.843***	***1.015***	***20.95***	***22.11***
35	Ю-В	450	11.04.2018	692	704	VIII-J_2			1.10	3.10	63.10	20.70	6.20	3.30	1.40	1.10						**100.0**	32.7	1.10	1.010	1.217	24.00	23.96
Среднее значение по горизонту VIII-J_2:									***1.10***	***3.10***	***63.10***	***20.70***	***6.20***	***3.30***	***1.40***	***1.10***						***100.0***	***32.7***	***1.10***	***1.010***	***1.217***	***24.00***	***23.96***

Продолжение таблицы 2.3.3

№п/п	Крыло	№№ скв.	Дата отбора	и.п. кровля | м	и.п. подошва | м	Горизонт	Пласт	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)	Сумма	содержание C_2+	содержание C5+	Плотность газа относительная (по воздуху)	Плотность газа. кг/м3	Молекулярная масса флюида	Молекулярная масса флюида рассчетная
36	С-3	131	05.06.2018	375	378	K_1 III al			1.20	7.24	74.78	11.42	2.91	1.02	0.66	0.35	0.12	0.16	0.13	0.01		**100.0**	16.8	0.77	0.724	0.872		20.86
37	С-3	137	15.06.1993	461	464	VII-J_2	1		1.60	0.95	73.69	12.38	7.48	1.70	1.00	1.20						**100.0**	23.8	1.20	0.760	0.916		22.25
38	С-3	129	15.06.1993	417	421	VII-J_2	1		0.60	0.77	72.61	15.71	6.79	1.53	0.99	1.00						**100.0**	26.0	1.00	0.758	0.913		22.03
39	С-3	189	05.05.2021	445	448	VII-J_2	1	0.00	2.56	3.47	75.77	10.91	3.73	1.41	0.99	0.63	0.28	0.14	0.09	0.01		**100.0**	18.2	1.15	0.746	0.899	21.41	21.45
40	С-3	196	05.05.2021	427.0	442.0	VII-J_2	1	0.00	0.44	1.11	84.56	10.85	1.75	0.55	0.30	0.23	0.09	0.06	0.07	0.01		**100.0**	13.9	0.46	0.657	0.791	18.91	18.95
Среднее значение по горизонту VII-J2 пласт 1:									***1.30***	***1.57***	***76.51***	***12.44***	***4.93***	***1.29***	***0.82***	***0.76***	***0.18***	***0.10***	***0.08***	***0.01***		***100.0***	***20.6***	***1.14***	***0.730***	***0.880***		***21.28***
41	С-3	208	12.11.2011	378.5	388	VII-J_2	2		2.48	2.09	67.96	16.25	7.26	1.74	1.40	0.80						**100.0**	27.5	0.80	0.802	0.966		23.07
42	С-3	3	30.10.1982	389	400	VII-J_2	2		0.39	1.57	45.13	23.11	14.48	5.34	5.38	4.60						**100.0**	52.9	4.60	1.090	1.313		30.74
43	С-3	9	06.04.1988	475	482	VII-J_2	2		1.19	6.79	57.25	27.08	4.12	2.00	0.67	0.90						**100.0**	34.8	0.90	0.832	1.003		23.77
44	С-3	18	06.04.1988	467	480	VII-J_2	2		2.04	8.99	53.43	19.05	7.36	4.62	1.71	2.80						**100.0**	35.5	2.80	0.937	1.129		26.66
45	С-3	21	26.05.1988	425	440	VII-J_2	2		1.99	1.88	52.21	28.51	10.24	2.71	1.44	1.00						**100.0**	43.9	1.00	0.910	1.096		26.00
46	С-3	21	22.04.1988	425	440	VII-J_2	2		2.01	0.44	57.38	25.73	8.99	2.79	1.56	1.10						**100.0**	40.2	1.10	0.886	1.068		25.24
47	С-3	3	31.04.88	389	400	VII-J_2	2		1.23	2.81	53.94	25.46	10.44	2.77	1.85	1.50						**100.0**	42.0	1.50	0.912	1.099		26.01
48	С-3	3	22.05.1988	389	400	VII-J_2	2		1.23	1.68	55.26	25.16	10.29	2.90	2.08	1.40						**100.0**	41.8	1.40	0.910	1.097		25.89
49	С-3	21	06.06.1988	425	400	VII-J_2	2		0.60	8.15	45.66	17.43	14.24	5.78	4.14	4.00						**100.0**	45.6	4.00	1.060	1.277		30.04
50	С-3	3	09.11.1988	389	400	VII-J_2	2		1.50	0.96	81.40	12.05	3.35	0.46	0.20	0.08						**100.0**	16.1	0.08	0.681	0.821		19.53
51	С-3	3	09.11.1988	389	400	VII-J_2	2		отс	1.93	85.29	9.79	2.22	0.47	0.22	0.08						**100.0**	12.8	0.08	0.648	0.781		18.61
52	С-3	3	09.11.1988	389	400	VII-J_2	2		0.50	2.49	56.81	23.76	10.15	2.94	1.85	1.50						**100.0**	40.2	1.50	0.897	1.081		25.52
53	С-3	19	07.06.1988	447	458	VII-J_2	2		0.68	2.27	57.59	12.91	3.34	1.04	0.77	21.40						**100.0**	39.5	21.40	0.797	0.960		32.02
54	С-3	21	30.11.1988	425	440	VII-J_2	2		0.33	1.31	59.23	24.54	8.67	2.72	1.77	1.40						**100.0**	39.1	1.40	0.873	1.052		24.84
55	С-3	21	07.12.1988	425	440	VII-J_2	2		0.32	2.33	60.52	22.58	8.68	2.69	1.48	1.40						**100.0**	36.8	1.40	0.869	1.047		24.55
56	С-3	18*	23.12.1988	467	480	VII-J_2	2		0.35	6.98	22.75	41.31	11.08	10.26	3.17	4.10						**100.0**	69.9	4.10	1.204	1.450		33.83
57	С-3	18*	23.10.1988	467	480	VII-J_2	2		0.34	8.29	26.34	38.99	10.67	7.98	2.99	4.40						**100.0**	65.0	4.40	0.710	0.855		32.68
58	С-3	21	22.09.1989	425	440	VII-J_2	2		0.64	0.14	74.38	18.25	5.07	1.02	0.35	0.15						**100.0**	24.8	0.15	0.725	0.873		20.88
59	С-3	131	22.09.1989	469	482	VII-J_2	2		1.95	1.06	69.89	18.76	6.62	1.10	0.33	0.27						**100.0**	27.1	0.27	0.765	0.922		21.95
60	С-3	130	18.06.1991	439	449	VII-J_2	2		0.26	11.20	66.71	13.67	5.58	1.43	0.75	0.36						**100.0**	21.8	0.36	0.767	0.924		22.05
61	С-3	130	18.06.1991	439	449	VII-J_2	2		0.25	2.83	61.76	23.58	7.63	2.19	1.11	0.60						**100.0**	35.1	0.60	0.827	0.997		23.62
62	С-3	18	15.06.1993	467	480	VII-J_2	2		0.10	11.60	60.54	18.77	5.20	2.17	0.72	0.90						**100.0**	27.8	0.90	0.812	0.979		23.27
63	С-3	21	23.07.1993	425	440	VII-J_2	2		1.50	3.30	72.83	13.35	6.40	1.62	0.70	0.30						**100.0**	22.4	0.30	0.759	0.914		21.67
64	С-3	22	12.11.2011	386	398	VII-J_2	2		1.60	1.67	88.37	6.32	1.44	0.26	0.19	0.12						**100.0**	8.3	0.12	0.632	0.761		18.23
65	С-3	440	12.11.2017	393.5	398.5	VII-J_2	2		1.36	1.65	80.69	7.68	5.59	1.09	1.04	0.90						**100.0**	16.3	0.90	0.721	0.869	20.69	20.67
66	С-3	421	09.06.2015	428	432	VII-J_2	2		2.62	1.10	77.16	12.42	4.25	1.21	0.67	0.58						**100.0**	19.1	0.58	0.727	0.876		20.96
67	С-3	458	11.04.2018	409	427	VII-J_2	2		1.52	2.59	76.20	11.70	5.30	1.50	0.86	0.30						**100.0**	19.7	0.30	0.735	0.885	21.10	21.06
68	С-3	452	23.01.2019	430	445	VII-J_2	2		2.00	2.10	82.20	9.90	1.90	0.50	0.20	1.20						**100.0**	13.7	1.20	0.695	0.837		19.74
69	С-3	456	27.06.2019	414	429	VII-J_2	2		1.85	2.11	77.37	11.57	4.46	1.13	0.88	0.60						**100.0**	18.7	0.60	0.727	0.876	20.86	20.87
Среднее значение по горизонту VII-J2 пласт 2:									***1.24***	***3.22***	***65.80***	***17.75***	***6.79***	***2.08***	***1.27***	***1.86***						***100.0***	***29.7***	***1.86***	***0.815***	***0.981***	***20.88***	***23.62***
70	С-3	17	06.04.1988	439	445	VIII-J_2			1.13	2.51	71.81	17.42	4.58	1.19	0.75	0.60						**100.0**	24.5	0.60	0.753	0.907		21.54
71	С-3	17	17.05.1988	439	445	VIII-J_2			1.59	8.43	58.98	23.20	5.87	0.69	0.60	0.60						**100.0**	31.0	0.60	0.812	0.979		23.27
72	С-3	17	18.05.1988	439	445	VIII-J_2			0.61	5.48	69.76	16.58	4.92	1.23	0.81	0.60						**100.0**	24.1	0.60	0.759	0.914		21.77

Продолжение таблицы 2.3.3

№п/п	*Крыло*	*№№ скв.*	*Дата отбора*	и.п. кровля | м	и.п. подошва | м	**Горизонт**	**Пласт**	*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)*	**Сумма**	*содержание C_2+*	*содержание C5+*	*Плотность газа относительная (по воздуху)*	*Плотность газа. кг/м3*	*Молекулярная масса флюида*	*Молекулярная масса флюида рассчетная*
73	С-З	22	15.06.1993	426	441	VIII-J_2			0.12	1.51	71.52	15.31	7.03	1.85	1.03	1.60						**100.0**	26.8	1.60	0.769	0.927		22.48
74	С-З	120	15.06.1993	439	445	VIII-J_2			1.21	11.30	53.48	25.89	4.38	2.03	0.71	1.00						**100.0**	34.0	1.00	0.849	1.023		24.31
75	С-З	429	03.06.2016	424	432	VIII-J_2			2.07	1.46	75.14	9.99	6.77	1.91	1.65	1.03						**100.0**	21.3	1.03	0.774	0.932		22.17
76	С-З	428	26.02.2016	432	446	VIII-J_2			0.70	0.89	87.82	7.91	1.92	0.37	0.27	0.13						**100.0**	10.6	0.13	0.745	0.897		18.33
77	С-З	433	27.09.2016	433	441	VIII-J_2			1.50	1.26	63.95	17.41	9.78	2.59	2.08	1.40						**100.0**	33.3	1.40	0.859	1.035		24.55
78	С-З	423	25.05.2017	434	444.0	VIII-J_2			2.78	0.44	71.40	16.00	5.75	1.54	1.16	0.90						**100.0**	25.4	0.90	0.727	0.876	24.41	22.37
79	С-З	447	09.04.2019	444	451	VIII-J_2			2.80	1.38	75.80	12.50	4.60	0.80	1.01	1.10						**100.0**	20.0	1.10	0.746	0.899		21.41
80	С-З	445	27.06.2019	420	431	VIII-J_2			2.82	0.97	72.91	12.63	6.79	1.89	1.20	0.80						**100.0**	23.3	0.80	0.780	0.940	22.33	22.37
81	С-З	453	27.06.2019	428	438	VIII-J_2			2.23	0.70	66.70	18.16	8.15	1.74	1.56	0.70						**100.0**	30.3	0.70	0.817	0.984	23.38	23.36
Среднее значение по горизонту J_2-VIII:									***1.63***	***3.03***	***69.95***	***16.09***	***5.88***	***1.49***	***1.07***	***0.87***						***100.0***	***25.4***	***0.87***	***0.783***	***0.943***	***23.37***	***22.33***
82	С-З	117		572	597	VI+VII-J_2			0.40	1.66	75.43	11.64	7.02	1.61	1.47	0.80						**100.0**	22.5	0.80	0.757	0.912		21.71
83	С-З	117	18.06.1991	572	597	VI+VII-J_2			0.62	4.83		31.43	18.99	5.08	5.91	33.10						**100.0**	94.5	33.10	1.172	1.412		49.72
84	С-З	113	15.06.1993	567	600	I+II -J_2			0.10	5.63	74.43	14.18	4.05	0.98	0.42	0.18						**100.0**	19.8	0.18	0.714	0.860		20.56
85	С-З	114	15.06.1993	552	590	II+III-J_2			0.20	2.67	80.35	10.57	4.50	0.94	0.56	0.18						**100.0**	16.8	0.18	0.692	0.834		19.89
86	С-З	6	23.07.1993	625	671	III+IV-J_2			0.20	2.85	77.62	12.14	4.94	1.22	0.62	0.40						**100.0**	19.3	0.40	0.716	0.863		20.53
87	С-З	119	15.06.1993	552	578	V+V-J_2			0.40	2.51	75.41	14.00	5.13	1.19	0.85	0.50						**100.0**	21.7	0.50	0.736	0.887		21.00
88	С-З	209	12.11.2011	378	474	VII-VIII-J_2			1.75	1.61	88.06	6.46	1.48	0.26	0.20	0.15						**100.0**	8.6	0.15	0.635	0.765		18.32
89	Ю-В	150	05.05.2021	216	278	Вне горизонта		0	0.31	2.456	74.343	10.37	5.683	2.368	2.032	1.373	0.562	0.298	0.18	0.025		**100.0**	22.9	2.44	0.795	0.958	22.74	22.79
90	Ю-В	500	29.04.2023			Вне горизонта		0	0.067	4.727	62.933	17.721	8.96	2.467	2.032	0.863	0.116	0.066	0.026	0.022		**100.0**	32.3	1.09	0.839	1.011	24.16	24.16
91	Ю-В	500	29.04.2023			Вне горизонта		0	0.069	3.02	69.706	14.838	7.376	2.134	1.815	0.838	0.101	0.055	0.022	0.026		**100.0**	27.2	1.04	0.793	0.955	22.84	22.84
92	Ю-В	500	29.04.2023			Вне горизонта		0	0.114	0.928	63.587	19.95	10.02	2.442	2.025	0.83	0.068	0.028	0.006	0.002		**100.0**	35.4	0.93	0.840	1.012	24.21	24.21
93	Ю-В	500	29.04.2023			Вне горизонта		0	0.185	1.195	67.754	17.04	8.916	2.085	1.719	0.711	0.143	0.128	0.085	0.039		**100.0**	30.9	1.11	0.817	0.984	23.57	23.40
94	Ю-В	500	27.05.2023	426	432	Вне горизонта		0	0.012	0.589	94.805	2.413	1.337	0.353	0.299	0.135	0.018	0.039				**100.0**	4.6	0.19	0.596	0.718	17.22	17.22
95	Ю-В	501	28.11.2023	445	451.5	Вне горизонта		0	0.037	0.237	62.652	20.8	10.59	2.513	2.048	0.798	0.166	0.081	0.053	0.025		**100.0**	37.1	1.12	0.852	1.026	24.56	24.55

*** - Отбракованные пробы.**

Таблица П.2.3.4 Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Камышитовое Юго-восточное

№ пп	№ скв.	Дата отбора Дата анализа	Интервал перфорации,м	Горизонт	Плотность при 20°С, г/см^3	Соленость, °Ве г/100г	PH	Содержание ионов, мг/дм^3, мг-экв/дм^3, %экв						Общая минерализация, мг/дм^3	Общая минерализация, г/дм^3.	Общая жесткость, мг-экв/дм^3	Вязкость, Мпа*с	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину	Микрокомпоненты, мг/дм^3.	
								HCO_3^-	$S0_4^{-2}$	Cl^-	Ca^2	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$					$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^-}$	$\frac{rCl^-}{rNa}{rMg^{+2}}$	$\frac{rSO_4^{2-}}{100}{rSO_4^{2-}+rCl}$		I	Br
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
Юго-Восточное крыло																								
Горизонт II al-2пл.																								
1	**1**	24.11.82 16.12.82	414-417	II al-2пл	1,1668	20,9	6,05	**317** 5,20 0,06	**412** 8,57 0,10	**155588** 4387,58 49,83	**1564** 78,04 0,89	**949** 78,01 0,89	**97644** 4247,51 48,24	**256474** 8804,92 100,00	256,5	156,1		0,97	1,00	1,80	0,19	XK	3,6	97,63
2	**4**	23.01.83 16.12.82	409-418	II al-2пл	1,1686	21,1	7,15	**159** 2,61 0,03	**782** 16,27 0,18	**157398** 4438,62 49,78	**489** 24,40 0,27	**593** 48,74 0,55	**100842** 4386,63 49,19	**260263** 8917,27 100,00	260,3	73,1	1,596	0,99	0,50	1,07	0,37	XK	3,91	73,35
3	**4**	25.01.83 16.12.82	409-418	II al-2пл	1,169	21,1	6,95	**146** 2,39 0,03	**546** 11,36 0,13	**155588** 4387,58 49,83	**684** 34,13 0,39	**771** 63,38 0,72	**98990** 4306,07 48,91	**256725** 8804,91 100,00	256,7	97,5		0,98	0,54	1,29	0,26	XK	1,11	64,16
4	**123**	08.05.03 20.05.03	408-412	II al-2пл	1,188	23,2	6,35	**183** 3,00 0,03	**0** 0,00 0,00	**178200** 5025,24 49,96	**701** 34,98 0,35	**1642** 134,97 1,34	**111723** 4859,95 48,32	**292449** 10058,14 100,00	292,4	170,0		0,97	0,26	1,22	0,00	XK		
5	**156**	20.09.23 -	354-357; 384,9-388,9; 391,5-396	**II al-(1-2пл)**	1,1717		6,37	**128,1** 2,10 0,02	**8,9** 0,19 0,00	**155765,17** 4392,58 49,23	**2805,6** 140,00 1,57	**1520** 124,94 1,40	**98013,92** 4263,61 47,78	**258241,69** 8923,41 100,00	258,2	264,9		0,97	1,12	1,03	0,00	XK	5,08	240,2
Итого сред по II al-2пл.:					**1,1728**	**21,58**	**6,57**	**186,62**	**349,78**	**160507,83**	**1248,72**	**1095,00**	**101442,58**	**264830,54**	**264,83**	**152,32**	**1,60**						**3,43**	**118,84**
Итого мин по II al-2пл.:					**1,1668**	**20,90**	**6,05**	**128,10**	**0,00**	**155588,00**	**489,00**	**593,00**	**97644,00**	**256474,00**	**256,47**	**73,15**	**1,60**						**1,11**	**64,16**
Итого макс по II al-2пл.:					**1,1880**	**23,20**	**7,15**	**317,00**	**782,00**	**178200,00**	**2805,60**	**1642,00**	**111723,00**	**292449,00**	**292,45**	**264,94**	**1,60**						**5,08**	**240,20**
Горизонт III al																								
6	**4**	06.01.83 12.01.83	544-549	III al	1,189	23,2	6,05	**342** 5,61 0,05	**128** 2,66 0,03	**180900** 5101,38 49,91	**2444** 121,96 1,19	**2076** 170,65 1,67	**110800** 4819,80 47,15	**296690** 10222,05 100,00	296,7	292,6	1,596	0,94	0,71	1,65	0,05	XK	31,21	47,38
7	**4**	09.01.83 26.01.83	544-549	III al	1,185	22,9	6,8	**30** 0,49 0,00	**139** 2,89 0,03	**175500** 4949,10 49,95	**723** 36,08 0,36	**510** 41,92 0,42	**112110** 4876,79 49,22	**289012** 9907,27 100,00	289,0	78,0	1,35	0,99	0,86	1,72	0,06	XK	1,51	82,41
8	**11**	05.02.83 24.02.83	468-540	III al	1,128	16,4	6,4	**244** 4,00 0,06	**616** 12,81 0,20	**115800** 3265,56 49,73	**1290** 64,37 0,98	**593** 48,74 0,74	**72885** 3170,50 48,29	**191428** 6565,99 100,00	191,4	113,1	1,307	0,97	1,32	1,95	0,39	XK	1,48	57,13
9	**163**	21.02.22 -	504-510	**III-al**	1,1755		6	**31** 0,51 0,01	**0** 0,00 0,00	**156760** 4420,63 49,98	**2605** 129,99 1,47	**1702** 139,90 1,58	**95508** 4154,60 46,97	**256606** 8845,63 100,00	256,6	269,9		0,94	0,93	1,90	0,00	XK	3,36	133,38
Итого сред по III al:					**1,1694**	**20,83**	**6,31**	**161,75**	**220,75**	**157240,00**	**1765,50**	**1220,25**	**97825,75**	**258434,00**	**258,43**	**188,40**	**1,42**						**9,39**	**80,08**
Итого мин по III al:					**1,1280**	**16,40**	**6,00**	**30,00**	**0,00**	**115800,00**	**723,00**	**510,00**	**72885,00**	**191428,00**	**191,43**	**78,00**	**1,31**						**1,48**	**47,38**
Итого макс по III al:					**1,1890**	**23,20**	**6,80**	**342,00**	**616,00**	**180900,00**	**2605,00**	**2076,00**	**112110,00**	**296690,00**	**296,69**	**292,60**	**1,60**						**31,21**	**133,38**
Итого сред по меловым:					**1,1713**	**21,26**	**6,46**	**175,57**	**292,43**	**159055,46**	**1478,40**	**1150,67**	**99835,10**	**261987,63**	**261,99**	**168,36**	**1,46**						**6,41**	**99,46**
Итого макс по меловым:					**1,1890**	**23,20**	**7,15**	**342,00**	**782,00**	**180900,00**	**2805,60**	**2076,00**	**112110,00**	**296690,00**	**296,69**	**292,60**	**1,60**						**31,21**	**240,20**
Итого мин по меловым:					**1,1280**	**16,40**	**6,00**	**30,00**	**0,00**	**115800,00**	**489,00**	**510,00**	**72885,00**	**191428,00**	**191,43**	**73,15**	**1,31**						**1,11**	**47,38**
Горизонт II-J2																								
10	**11**	19.03.83 22.03.83	633-639	II-J2	1,1827	22,6	6,3	**268** 4,40 0,04	**164** 3,41 0,03	**173680** 4897,78 49,91	**1087** 54,24 0,55	**854** 70,20 0,72	**109970** 4783,70 48,74	**286023** 9813,72 100,00	286,0	124,4	1,53	0,98	0,77	1,63	0,07	XK	1,11	87,47

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
11	**11**	09.04.83 17.05.83	633-639	II-J2	1,1889	23,2	6,35	**122** 2,00 0,02	**87** 1,81 0,02	**174733** 4927,47 49,85	**926** 46,21 0,47	**1142** 93,87 0,95	**110629** 4812,36 48,69	**287639** 9883,72 100,00	287,6	140,1	1,49	0,98	0,49	1,23	0,04	XK	0,82	76,44
12	**113**	27.02.98 09.03.98	567-579 567-579	II-J2	1,1852	22,8	7,1	**134** 2,20 0,02	**0** 0,00 0,00	**172140** 4854,35 49,98	**1703** 84,98 0,87	**1155** 94,94 0,98	**107504** 4676,42 48,15	**282636** 9712,89 100,00	282,6	179,9		0,96	0,90	1,87	0,00	XK		
13	**115**	18.06.91 24.06.91	606-612	II-J2	1,1854	22,9	6,4	**134** 2,20 0,02	**0** 0,00 0,00	**173826** 4901,89 49,97	**1703** 84,98 0,87	**1186** 97,49 0,99	**108599** 4724,06 48,15	**285448** 9810,62 100,00	285,4	182,5		0,96	0,87	1,82	0,00	XK		
14	**115**	15.06.93 21.06.93	606-612	II-J2	1,1865	22,9	7,2	**85** 1,39 0,01	**0** 0,00 0,00	**167265** 4716,87 49,97	**2004** 100,00 1,06	**973** 79,98 0,85	**104383** 4540,66 48,11	**274710** 9438,91 100,00	274,7	180,0		0,96	1,25	2,20	0,00	XK		
15	**114**	15.06.93 21.06.93	552-570 580-590	II+III-J2	1,1865	23	7	**73** 1,20 0,01	**0** 0,00 0,00	**180646** 5094,22 49,98	**1603** 79,99 0,78	**730** 60,01 0,59	**113978** 4958,04 48,64	**297030** 10193,45 100,00	297,0	140,0		0,97	1,33	2,27	0,00	XK		
Итого сред по II-J2:					**1,1859**	**22,90**	**6,73**	**136,00**	**41,83**	**173715,00**	**1504,33**	**1006,67**	**109177,17**	**285581,00**	**285,58**	**157,81**	**1,51**						**0,97**	**81,96**
Итого мин по II-J2:					**1,1827**	**22,60**	**6,30**	**73,00**	**0,00**	**167265,00**	**926,00**	**730,00**	**104383,00**	**274710,00**	**274,71**	**124,44**	**1,49**						**0,82**	**76,44**
Итого макс по II-J2:					**1,1889**	**23,20**	**7,20**	**268,00**	**164,00**	**180646,00**	**2004,00**	**1186,00**	**113978,00**	**297030,00**	**297,03**	**182,47**	**1,53**						**1,11**	**87,47**
Горизонт III-J2																								
16	**135**	18.06.91 24.06.91	588-603	III-J2	1,1856	22,9	6,45	**159** 2,61 0,03	**0** 0,00 0,00	**173825** 4901,87 49,96	**1754** 87,52 0,89	**1216** 99,96 1,02	**108490** 4719,32 48,10	**285444** 9811,27 100,00	285,4	187,5		0,96	0,88	1,83	0,00	XK		
17	**135**	15.06.91 21.06.91	588-603	III-J2	1,1786	22,1	7,1	**122** 2,00 0,02	**0** 0,00 0,00	**167265** 4716,87 50,01	**1632** 81,44 0,86	**973** 79,98 0,85	**104627** 4551,27 48,26	**274619** 9431,57 100,00	274,6	161,4		0,96	1,02	2,07	0,00	XK		
18	**135**	08.05.03 20.05.03	588-603	III-J2	1,183	22,6	7	**73** 1,20 0,01	**0** 0,00 0,00	**167700** 4729,14 49,97	**1804** 90,02 0,95	**973** 79,98 0,85	**104900** 4563,15 48,22	**275450** 9463,49 100,00	275,5	170,0		0,96	1,13	2,08	0,00	XK	0,4	15,16
19	**14**	22.11.12 26.11.12	572-583	III-J2	1,1738	21,6	6,7	**244** 4,00 0,05	**150** 3,12 0,04	**153427** 4326,64 49,91	**1503** 75,00 0,87	**912** 74,97 0,86	**96229** 4185,96 48,28	**252465** 8669,69 100,00	252,5	150,0		0,97	1,00	1,88	0,07	XK	2,92	3,1
20	**164**	22.11.12 26.11.12	576-583 587-591 597-600	III-J2	1,1764	21,9	6,6	**122** 2,00 0,02	**34** 0,71 0,01	**156836** 4422,78 49,96	**1603** 79,99 0,90	**1216** 99,96 1,13	**97649** 4247,73 47,98	**257460** 8853,16 100,00	257,5	179,9		0,96	0,80	1,75	0,02	XK	2,88	2,9
21	**450**	18.02.19	590-596	III-J2	1,1884	23,1	6,31	**140** 2,30 0,02	**0** 0,00 0,00	**170088** 4796,48 49,96	**1202** 59,98 0,62	**973** 79,98 0,83	**107186** 4662,59 48,56	**279589** 9601,33 100,00	279,6	140,0		0,97	0,75	1,67	0,00	XK		
22	**164**	21.02.22 -	576-587; 589-591; 597-600	**III-J2 - IV-J2**	1,1848		6,65	**122** 2,00 0,02	**95** 1,98 0,02	**163885** 4621,56 49,94	**1503** 75,00 0,81	**1034** 84,99 0,92	**102740** 4469,19 48,29	**269379** 9254,72 100,00	269,4	160,0		0,97	0,88	1,79	0,04	XK	4,62	183,82
23	**467**	05.02.25 -	560-567; 572-580; 584-589; 594,5-596	**III-J2 - IV-J2**	1,1761		6,29	**100,65** 1,65 0,02	**8,9** 0,19 0,00	**161372,83** 4550,71 49,96	**2229,45** 111,25 1,22	**1337,6** 109,95 1,21	**99648,19** 4334,70 47,59	**264697,62** 9108,45 100,00	264,7	221,2		0,95	1,01	1,96	0,00	XK	7,61	235,28
Итого сред по III-J2:					**1,1808**	**22,37**	**6,64**	**135,331**	**35,9875**	**164299,85**	**1653,81**	**1079,33**	**102683,65**	**269887,95**	**269,9**	**171,25**							**3,69**	**88,052**
Итого мин по III-J2:					**1,1738**	**21,60**	**6,29**	**73,00**	**0,00**	**153427,00**	**1202,00**	**912,00**	**96229,00**	**252465,00**	**252,47**	**139,96**							**0,40**	**2,90**
Итого макс по III-J2:					**1,1884**	**23,10**	**7,10**	**244,00**	**150,00**	**173825,00**	**2229,45**	**1337,60**	**108490,00**	**285444,00**	**285,44**	**221,20**							**7,61**	**235,28**
Горизонт IV-J2																								
24	**2**	07.10.83 10.10.83	601-608	IV-J2	1,1816	22,45	6,45	**138** 2,26 0,02	**250** 5,20 0,05	**171307** 4830,86 49,91	**1002** 50,00 0,52	**790** 64,94 0,67	**108639** 4725,80 48,82	**282126** 9679,05 100,00	282,1	114,9	1,46	0,98	0,77	1,62	0,11	XK	0,81	59,94

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
		18.10.83	601-608					**138**	**250**	**171300**	**1002**	**790**	**108640**	**282120**										
25	**2**	26.10.83		IV-J2	1,182	22,45	6,45	2,26	5,20	4830,66	50,00	64,94	4725,84	9678,90	282,1	114,9	1,534	0,98	0,77	1,61	0,11	XK	0,81	73,78
								0,02	0,05	49,91	0,52	0,67	48,83	100,00										
		03.11.83	601-608					**50**	**1086**	**157600**	**1102**	**523**	**100510**	**260871**										
26	**2**	13.12.83		IV-J2	1,168	21	7,15	0,82	22,59	4444,32	54,99	42,99	4372,19	8937,89	260,9	98,0	1,46	0,98	1,28	1,68	0,51	XK	1,28	70,65
								0,01	0,25	49,72	0,62	0,48	48,92	100,00										
		18.06.91	572-579					**49**	**0**	**180778**	**1503**	**1368**	**112961**	**296659**										
27	**112**	24.06.91		IV-J2	1,1872	23	5,85	0,80	0,00	5097,94	75,00	112,45	4913,80	10200,00	296,7	187,4		0,96	0,67	1,64	0,00	XK		
								0,01	0,00	49,98	0,74	1,10	48,17	100,00										
Итого сред по IV-J2:					**1,1797**	**22,23**	**6,48**	**93,75**	**396,5**	**170246,25**	**1152,25**	**867,75**	**107687,5**	**280444**	**280,4**	**128,83**	**1,4847**						**0,97**	**68,123**
Итого мин по IV-J2:					**1,1680**	**21,00**	**5,85**	**49,00**	**0,00**	**157600,00**	**1002,00**	**523,00**	**100510,00**	**260871,00**	**260,87**	**97,98**	**1,46**						**0,81**	**59,94**
Итого макс по IV-J2:					**1,1872**	**23,00**	**7,15**	**138,00**	**1086,00**	**180778,00**	**1503,00**	**1368,00**	**112961,00**	**296659,00**	**296,66**	**187,45**	**1,53**						**1,28**	**73,78**
Горизонт V-J2																								
		18.06.91	562-565					**220**	**0**	**180778**	**952**	**638**	**115039**	**297627**										
28	**123**	24.06.91		V-J2	1,1914	23,5	5,9	3,61	0,00	5097,94	47,50	52,44	5004,20	10205,69	297,6	99,9		0,98	0,91	1,79	0,00	XK		
								0,04	0,00	49,95	0,47	0,51	49,03	100,00										
		27.02.98	542-560					**286**	**0**	**175583**	**1302**	**851**	**110889**	**288911**										
29	**13**	09.03.98		IV-VI-J2	1,1846	22,7	7,7	4,69	0,00	4951,44	64,97	69,95	4823,67	9914,72	288,9	134,9		0,97	0,93	1,83	0,00	XK		
								0,05	0,00	49,94	0,66	0,71	48,65	100,00										
		18.08.10	542-547					**244**	**0**	**168278**	**1403**	**1216**	**105330**	**276471**										
30	**13**	01.09.10	556-560	V-J2	1,1884	23,1	6,2	4,00	0,00	4745,44	70,01	99,96	4581,86	9501,26	276,5	170,0		0,97	0,70	1,64	0,00	XK	0,64	2,86
								0,04	0,00	49,95	0,74	1,05	48,22	100,00										
		07.08.12	542-547					**226**	**0**	**167064**	**1403**	**790**	**105341**	**274824**										
31	**13**	10.08.12	556-560	V-J2	1,1863	22,9	6,4	3,71	0,00	4711,20	70,01	64,94	4582,33	9432,19	274,8	134,9		0,97	1,08	1,98	0,00	XK	3,6	3,98
								0,04	0,00	49,95	0,74	0,69	48,58	100,00										
		13.12.19	584-587					**27**	**403**	**149634**	**1202**	**486**	**94986**	**246738**										
32	**462**			V-J2	1,169	21,1	6,14	0,44	8,38	4219,68	59,98	39,95	4131,89	8460,32	246,7	99,9		0,98	1,50	2,20	0,20	XK		
								0,01	0,10	49,88	0,71	0,47	48,84	100,00										
Итого сред по V-J2:					**1,1839**	**22,66**	**6,47**	**200,6**	**80,6**	**168267,4**	**1252,4**	**796,2**	**106317**	**276914,2**	**276,9**	**127,94**							**2,12**	**3,42**
Итого мин по V-J2:					**1,1690**	**21,10**	**5,90**	**27,00**	**0,00**	**149634,00**	**952,00**	**486,00**	**94986,00**	**246738,00**	**246,74**	**99,93**							**0,64**	**2,86**
Итого макс по V-J2:					**1,1914**	**23,50**	**7,70**	**286,00**	**403,00**	**180778,00**	**1403,00**	**1216,00**	**115039,00**	**297627,00**	**297,63**	**169,96**							**3,60**	**3,98**
Горизонт VI-J2																								
		23.11.82	686-701					**85**	**126**	**170966**	**684**	**563**	**109133**	**281557**										
33	**6**	16.12.82		VI-J2	1,1807	22,4	7,05	1,39	2,62	4821,24	34,13	46,28	4747,29	9652,95	281,6	80,4		0,98	0,74	1,60	0,05	XK	3,5	65,8
								0,01	0,03	49,95	0,35	0,48	49,18	100,00										
		30.05.87	587-590					**244**	**0**	**176414**	**1283**	**730**	**111665**	**290336**										
34	**16**	19.06.87		VI-J2	1,1907	23,4	7,1	4,00	0,00	4974,87	64,02	60,01	4857,43	9960,33	290,3	124,0	1,688	0,98	1,07	1,96	0,00	XK	1,01	74,91
								0,04	0,00	49,95	0,64	0,60	48,77	100,00										
		06.04.88	587-590					**244**	**0**	**176400**	**1283**	**730**	**111700**	**290357**										
35	**16**	11.04.88		VI-J2	1,191	23,4	7,1	4,00	0,00	4974,48	64,02	60,01	4858,95	9961,46	290,4	124,0		0,98	1,07	1,93	0,00	XK	1,11	76,15
								0,04	0,00	49,94	0,64	0,60	48,78	100,00										
		15.06.93	569-579					**244**	**28**	**175628**	**1303**	**1034**	**110571**	**288808**										
36	**13**	21.06.93		VI-J2	1,1875	23,1	7,2	4,00	0,58	4952,71	65,02	84,99	4809,84	9917,15	288,8	150,0		0,97	0,76	1,68	0,01	XK		
								0,04	0,01	49,94	0,66	0,86	48,50	100,00										
Итого сред по VI-J2:					**1,1875**	**23,08**	**7,11**	**204,25**	**38,5**	**174852**	**1138,25**	**764,25**	**110767,25**	**287764,5**	**287,8**	**119,62**							**1,87**	**72,287**
Итого мин по VI-J2:					**1,1807**	**22,40**	**7,05**	**85,00**	**0,00**	**170966,00**	**684,00**	**563,00**	**109133,00**	**281557,00**	**281,56**	**80,41**							**1,01**	**65,80**
Итого макс по VI-J2:					**1,1910**	**23,40**	**7,20**	**244,00**	**126,00**	**176414,00**	**1303,00**	**1034,00**	**111700,00**	**290357,00**	**290,36**	**150,01**							**3,50**	**76,15**
Горизонт VII-J2																								
		19.12.82	567-574					**111**	**112**	**177298**	**782**	**178**	**113809**	**292290**										
37	**5**	12.01.83		VII-J2	1,1866	23,2	6,8	1,82	2,33	4999,80	39,02	14,63	4950,69	10008,30	292,3	53,7	1,635	0,99	2,67	3,36	0,05	XK	2,54	61,4
								0,02	0,02	49,96	0,39	0,15	49,47	100,00										

Продолжение таблицы П.2.3.4

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

38	**15**	06.04.88 11.04.88	560-570	VII-J2	1,193	23,6	7	**403** 6,61 0,07	**0** 0,00 0,00	**179942** 5074,36 49,92	**681** 33,98 0,33	**438** 36,00 0,35	**115255** 5013,59 49,32	**296719** 10164,55 100,00	296,7	70,0	1,719	0,99	0,94	1,69	0,00	XK	0	62,6
39	**175**	27.02.98 09.03.98	582-586	VII-J2	1,1879	23,1	7,35	**219** 3,59 0,04	**0** 0,00 0,00	**179026** 5048,53 49,95	**1202** 59,98 0,59	**608** 49,98 0,49	**113672** 4944,73 48,92	**294727** 10106,81 100,00	294,7	110,0		0,98	1,20	2,08	0,00	XK		
40	**179**	13.04.94 14.04.94	587-589 578-581	VII-J2	1,19	23,4	6,45	**647** 10,61 0,11	**48** 1,00 0,01	**170600** 4810,92 49,87	**621** 30,99 0,32	**535** 43,98 0,46	**109200** 4750,20 49,24	**281651** 9647,69 100,00	281,7	75,0		0,99	0,70	1,38	0,02	XK		
41	**179**	13.04.94 14.04.94	587-589 578-581	VII-J2	1,1882	23,2	6,75	**659** 10,81 0,11	**91** 1,89 0,02	**173955** 4905,53 49,86	**621** 30,99 0,31	**450** 36,99 0,38	**111558** 4852,77 49,32	**287334** 9838,98 100,00	287,3	68,0		0,99	0,84	1,43	0,04	XK		
42	**4**	16.12.82 12.01.83	590-630	VI-VII- J2	1,1896	23,3	6,55	**207** 3,39 0,03	**378** 7,86 0,08	**176298** 4971,60 49,72	**1564** 78,04 0,78	**653** 53,68 0,54	**112290** 4884,62 48,85	**291390** 9999,20 100,00	291,4	131,7	1,585	0,98	1,45	1,62	0,16	XK	11	67,6
43	**15**	15.04.93 21.04.93 -	596-617	VII-J2	1,1909	23,4	7	**427** 7,00 0,07	**0** 0,00 0,00	**180646** 5094,22 49,92	**601** 29,99 0,29	**668** 54,91 0,54	**115380** 5019,03 49,18	**297722** 10205,15 100,00	297,7	84,9		0,99	0,55	1,37	0,00	XK		
44	**450**	16.10.18 -	692-704	VII-J2	1,1994	24,3	6,9	**415** 6,81 0,07	**0** 0,00 0,00	**178136** 5023,44 49,91	**1102** 54,99 0,55	**669** 54,99 0,55	**113201** 4924,24 48,93	**293523** 10064,47 100,00	293,5	110,0		0,98	1,00	1,80	0,00	XK		
45	**444**	23.01.19 -	634-639,5; 642-645,5	VII-J2	1,1955	23,9	6,7	**412** 6,76 0,07	**0** 0,00 0,00	**175459** 4947,94 49,91	**701** 34,98 0,35	**547** 44,96 0,45	**112154** 4878,70 49,21	**289273** 9913,34 100,00	289,3	79,9		0,99	0,78	1,54	0,00	XK		
46	**430**	28.04.19 -	633-636	VII-J2	1,195	23,8	6,8	**390** 6,40 0,06	**0** 0,00 0,00	**175459** 4947,94 49,92	**752** 37,52 0,38	**578** 47,51 0,48	**112030** 4873,31 49,16	**289209** 9912,68 100,00	289,2	85,0		0,98	0,79	1,57	0,00	XK		
47	**444**	10.09.20 -	634-639,5; 642-645,5	VII-J2	1,1924	23,6	7,14	**342** 5,61 0,06	**0** 0,00 0,00	**176364** 4973,46 49,92	**802** 40,02 0,40	**730** 60,01 0,60	**112254** 4883,05 49,02	**290492** 9962,15 100,00	290,5	100,0		0,98	0,67	1,51	0,00	XK	1,68	85,8
48	**500**	30.03.23 -	гл.о 613,88	**VII-J$_2$-1 пл.**	1,1749		6,58	**445,3** 7,30 0,08	**58** 1,21 0,01	**153197,18** 4320,16 49,88	**801,6** 40,00 0,46	**638,4** 52,48 0,61	**97462,73** 4239,63 48,95	**252603,21** 8660,77 100,00	252,6	92,5		0,98	0,76	1,53	0,03	XK	5,04	208,52
49	**443**	13.04.23 -	625-627	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1951		6,63	**451,4** 7,40 0,08	**0** 0,00 0,00	**172792,16** 4872,74 49,90	**801,6** 40,00 0,41	**760** 62,47 0,64	**109920,45** 4781,54 48,97	**284725,61** 9764,15 100,00	284,7	102,5		0,98	0,64	1,46	0,00	XK	7,14	258,44
50	**444**	20.09.23 -	634-640	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1916		6,59	**414,8** 6,80 0,07	**8,9** 0,19 0,00	**171822,61** 4845,40 49,91	**1002** 50,00 0,52	**851,2** 69,97 0,72	**108875,1** 4736,07 48,78	**282974,61** 9708,42 100,00	283,0	120,0		0,98	0,71	1,56	0,00	XK	7,19	285,42
51	**442**	20.12.23 -	633-635	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1893		6,76	**152,5** 2,50 0,03	**8,9** 0,19 0,00	**171822,61** 4845,40 49,95	**1002** 50,00 0,52	**790,4** 64,97 0,67	**108891,2** 4736,77 48,83	**282667,61** 9699,82 100,00	282,7	115,0		0,98	0,77	1,67	0,00	XK	5,92	235,41
Итого сред по VII-J2:					**1,1906**	**23,53**	**6,80**	**379,73**	**46,99**	**174187,84**	**869,08**	**606,27**	**111063,50**	**287153,40**	**287,15**	**93,20**							**5,06**	**158,15**
Итого мин по VII-J2:					**1,1749**	**23,10**	**6,45**	**111,00**	**0,00**	**153197,18**	**601,00**	**178,00**	**97462,73**	**252603,21**	**252,60**	**53,65**							**0,00**	**61,40**
Итого макс по VII-J2:					**1,1994**	**24,30**	**7,35**	**659,00**	**378,00**	**180646,00**	**1564,00**	**851,20**	**115380,00**	**297722,00**	**297,72**	**131,72**							**11,00**	**285,42**
Итого сред по юрским:					**1,1859**	**22,91**	**6,72**	**233,09**	**80,64**	**171219,91**	**1207,54**	**816,13**	**108283,06**	**281840,37**	**281,84**	**127,34**	**1,57**						**3,20**	**99,89**
Итого макс по юрским:					**1,1994**	**24,30**	**7,70**	**659,00**	**1086,00**	**180778,00**	**2229,45**	**1368,00**	**115380,00**	**297722,00**	**297,72**	**221,20**	**1,72**						**11,00**	**285,42**
Итого мин по юрским:					**1,1680**	**21,00**	**5,85**	**27,00**	**0,00**	**149634,00**	**601,00**	**178,00**	**94986,00**	**246738,00**	**246,74**	**53,65**	**1,46**						**0,00**	**2,86**

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
Северо-Западное крыло																								
Горизонт III al																								
52	**131**	15.09.21 -	375-378	**III-al**	1,1767		6,63	**256** 4,20 0,05	**49** 1,02 0,01	**161136** 4544,04 49,92	**1202** 59,98 0,66	**1155** 94,94 1,04	**101100** 4397,85 48,32	**264898** 9102,02 100,00	264,9	154,9		0,97	0,63	1,54	0,02	XK	2,1	100,62
Горизонт VII-J2-1 пл.																								
53	**8**	23.02.83 14.03.83 -	450-454	**VII-J2-1 пл.**	1,1903	23,4	6,8	**195** 3,20 0,03	**1170** 24,34 0,24	**180920** 5101,94 49,72	**724** 36,13 0,35	**659** 54,17 0,53	**115900** 5041,65 49,13	**299568** 10261,43 100,00	299,6	90,3	1,44	0,99	0,67	1,11	0,47	XK	2,2	55,1
54	**20**	1988 г -	430-441	**VII-J2-1 пл.**	1,1805	22,3	7,1	**122** 2,00 0,02	**8016** 166,73 1,67	**173355** 4888,61 49,04	**1303** 65,02 0,65	**1034** 84,99 0,85	**109434** 4760,38 47,76	**293264** 9967,74 100,00	293,3	150,0		0,97	0,76	1,51	3,30	XK		
55	**206**	06.10.21 -	374-379	**VII-J$_2$-1 пласт**	1,1733		6,91	**378** 6,20 0,07	**401** 8,34 0,09	**153975** 4342,10 49,24	**902** 45,01 0,51	**1520** 124,94 1,42	**98647** 4291,14 48,66	**255823** 8817,73 100,00	255,8	170,0		0,99	0,36	0,41	0,19	XM	2,52	96,2
56	**210**	06.10.21 -	432-438	**VII-J$_2$-1 пласт**	1,1805		7,08	**342** 5,61 0,06	**359** 7,47 0,08	**164717** 4645,02 49,84	**802** 40,02 0,43	**1216** 99,96 1,07	**103949** 4521,78 48,52	**271385** 9319,85 100,00	271,4	140,0		0,97	0,40	1,23	0,16	XK	2,1	102,44
57	**195**	04.11.21 -	414,5-415,5; **417-418**	**VII-J$_2$-1 пласт**	1,1396		6,53	**232** 3,80 0,05	**65** 1,35 0,02	**127118** 3584,73 49,91	**1703** 84,98 1,18	**1642** 134,97 1,88	**77533** 3372,69 46,96	**208293** 7182,52 100,00	208,3	220,0		0,94	0,63	1,57	0,04	XK	2,52	101,4
58	**200**	03.02.23 -	431-434	**VII-J$_2$-1 пл.**	1,153		6,56	**293** 4,81 0,06	**119,34** 2,48 0,03	**139836,96** 3943,40 49,89	**1503** 75,00 0,95	**1642** 134,97 1,71	**86063,93** 3743,78 47,36	**229458,23** 7904,44 100,00	229,5	210,0		0,95	0,56	1,48	0,06	XK	4,83	208,39
59	**184**	09.11.23 -	432,5-435	**VII-J2-1 пл.**	1,1726		6,62	**372,1** 6,10 0,07	**29,5** 0,61 0,01	**157353,33** 4437,36 49,90	**1102,2** 55,00 0,62	**1094,4** 89,96 1,01	**98910,35** 4302,60 48,39	**258861,88** 8891,64 100,00	258,9	145,0		0,97	0,61	1,50	0,01	XK	4,25	175,29
60	**193**	23.04.25 -	434-436; 444-446	**VII-J2-1пл.**	1,183		6,45	**256,2** 4,20 0,04	**70** 1,46 0,02	**166663,75** 4699,92 49,92	**951,9** 47,50 0,50	**988** 81,21 0,86	**105300,37** 4580,57 48,65	**274230,22** 9414,85 100,00	274,2	128,7		0,97	0,58	1,47	0,03	XK	7,61	227,96
Итого сред по VII-J2-I пл.:					**1,1716**	**22,85**	**6,76**	**273,79**	**1278,73**	**157992,38**	**1123,89**	**1224,43**	**99467,21**	**261360,42**	**261,36**	**156,73**							**3,72**	**138,11**
Итого мин по VII-J2-I пл.:					**1,1396**	**22,30**	**6,45**	**122,00**	**29,50**	**127118,00**	**724,00**	**659,00**	**77533,00**	**208293,00**	**208,29**	**90,30**							**2,10**	**55,10**
Итого макс по VII-J2-I пл.:					**1,1903**	**23,40**	**7,10**	**378,00**	**8016,00**	**180920,00**	**1703,00**	**1642,00**	**115900,00**	**299568,00**	**299,57**	**219,95**							**7,61**	**227,96**
Горизонт VII-J2-2 пл.																								
61	**9**	12.01.83 26.01.83 -	475-482	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1977	24,1	7,3	**73** 1,20 0,01	**3506** 72,92 0,68	**186344** 5254,90 49,29	**1250** 62,38 0,59	**1257** 103,33 0,97	**118757** 5165,93 48,46	**311187** 10660,65 100,00	311,2	165,7	1,76	0,98	0,60	0,86	1,37	XM	3	58,3
62	**129**	18.06.91 24.06.91 -	417-421 445-452	**VII-J2-1пл.** **VII-J2-2 пл.**	1,1827	22,6	6,45	**281** 4,61 0,05	**0** 0,00 0,00	**177301** 4999,89 49,94	**801** 39,97 0,40	**790** 64,94 0,65	**112692** 4902,10 48,96	**291865** 10011,51 100,00	291,9	104,9		0,98	0,62	1,51	0,00	XK		
63	**133**	- -	471-474 473-480	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1856	22,9	6,25	**183** 3,00 0,03	**1514** 31,49 0,32	**173815** 4901,58 49,29	**1142** 56,99 0,57	**1817** 149,36 1,50	**110411** 4802,88 48,29	**288882** 9945,30 100,00	288,9	206,3		0,98	0,38	0,66	0,64	XM		
64	**132**	15.06.92 18.06.92 -	395-399 401-412 413-415	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1912	23,4	7,2	**451** 7,40 0,08	**67** 1,39 0,01	**171301** 4830,69 49,04	**721** 35,98 0,37	**632** 51,95 0,53	**113179** 4923,29 49,98	**286351** 9850,69 100,00	286,4	87,9		1,02	0,69	-1,78	0,03	XM	10,6	60,64
65	**185**	18.02.94 28.02.94 -	468-475	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1996	24,3	7,55	**533** 8,74 0,09	**0** 0,00 0,00	**180646** 5094,22 49,92	**601** 29,99 0,29	**1034** 84,99 0,83	**114659** 4987,67 48,87	**297473** 10205,61 100,00	297,5	115,0		0,98	0,35	1,25	0,00	XK		

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
66	**188**	18.02.94 28.02.94 -	448-452	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1839	23,2	7,9	**537** 8,81 0,08	**537** 11,17 0,11	**183991** 5188,55 49,85	**501** 25,00 0,24	**851** 69,95 0,67	**117357** 5105,03 49,05	**303774** 10408,50 100,00	303,8	95,0		0,98	0,36	1,19	0,21	XK		
67	**206**	18.08.10 01.09.10 -	396-422	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1906	23,4	6,2	**488** 8,00 0,08	**0** 0,00 0,00	**172285** 4858,44 49,91	**1102** 54,99 0,56	**973** 79,98 0,82	**108826** 4733,93 48,63	**283674** 9735,34 100,00	283,7	135,0		0,97	0,69	1,56	0,00	XK	0,16	2,7
68	**120**	21.05.12 -	419-422	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1732	21,6	6,75	**329** 5,40 0,06	**458** 9,53 0,11	**156836** 4422,78 49,82	**1102** 54,99 0,62	**1155** 94,94 1,07	**98620** 4289,97 48,32	**258500** 8877,60 100,00	258,5	149,9		0,97	0,58	1,40	0,21	XK	3	5,1
69	**199**	07.08.12 10.08.12 -	399-404 425-437	**VII-J2-1пл.** **VII-J2-2 пл.**	1,1751	21,8	6,5	**268** 4,40 0,05	**406** 8,44 0,10	**156836** 4422,78 49,84	**1403** 70,01 0,79	**608** 49,98 0,56	**99262** 4317,90 48,66	**258783** 8873,50 100,00	258,8	120,0		0,98	1,40	2,10	0,19	XK	3,85	7,08
70	**199**	15.05.13 17.05.13 -	399-404 425-437	**VII-J2-1пл.** **VII-J2-2 пл.**	1,1728	21,5	6,5	**427** 7,00 0,08	**387** 8,05 0,10	**148631** 4191,39 49,81	**1002** 50,00 0,59	**1520** 124,94 1,48	**92726** 4033,58 47,93	**244693** 8414,97 100,00	244,7	174,9		0,96	0,40	1,26	0,19	XK	3,01	5
71	**427**	16.10.13 18.10.13 -	428-429,5 443-447	**VII-J2-1пл.** **VII-J2-2 пл.**	1,1828	22,6	6,84	**342** 5,61 0,06	**280** 5,82 0,06	**160457** 4524,89 49,86	**902** 45,01 0,50	**1338** 109,98 1,21	**100773** 4383,63 48,30	**264092** 9074,94 100,00	264,1	155,0		0,97	0,41	1,28	0,13	XK	0,44	8,66
72	**199**	18.08.14 19.08.14 -	399-404 425-437	**VII-J2-1пл.** **VII-J2-2 пл.**	1,1737	21,6	6,6	**390** 6,40 0,07	**402** 8,36 0,10	**154569** 4358,85 49,82	**1002** 50,00 0,57	**1094** 89,93 1,03	**97376** 4235,86 48,41	**254833** 8749,39 100,00	254,8	139,9		0,97	0,56	1,37	0,19	XK	0,14	9,9
73	**436**	10.07.18	388-398	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1692	21,2	6,74	**464** 7,61 0,09	**258** 5,37 0,06	**152681** 4305,60 49,83	**902** 45,01 0,52	**1034** 84,99 0,98	**96368** 4192,01 48,52	**251707** 8640,59 100,00	251,7	130,0		0,97	0,53	1,34	0,12	XK		
74	**422**	10.07.18	400-407	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1695	21,2	6,91	**454** 7,45 0,09	**417** 8,67 0,10	**152681** 4305,60 49,79	**1002** 50,00 0,58	**942** 77,43 0,90	**96498** 4197,66 48,55	**251994** 8646,82 100,00	252,0	127,4		0,97	0,65	1,39	0,20	XK		
75	**435**	07.08.18	412-420; 422-424	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1672	20,9	6,69	**439** 7,20 0,08	**277** 5,76 0,07	**154436** 4355,10 49,83	**1303** 65,02 0,74	**790** 64,94 0,74	**97506** 4241,51 48,53	**254751** 8739,53 100,00	254,8	130,0		0,97	1,00	1,75	0,13	XK		
76	**435**	16.10.18	412-420; 422-424	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1689	21,1	6,53	**366** 6,00 0,07	**259** 5,39 0,06	**149634** 4219,68 49,85	**1002** 50,00 0,59	**912** 74,97 0,89	**94470** 4109,45 48,54	**246643** 8465,48 100,00	246,6	125,0		0,97	0,67	1,47	0,13	XK		
77	**431**	04.08.21	390-391; 393-395	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1725	21,5	6,92	**509** 8,35 0,09	**174** 3,62 0,04	**156760** 4420,63 49,85	**1002** 50,00 0,56	**730** 60,01 0,68	**99451** 4326,12 48,78	**258626** 8868,72 100,00	258,6	110,0		0,98	0,83	1,58	0,08	XK	2,52	158,73
78	**471**	11.07.23 -	425-428	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1702		6,75	**347,7** 5,70 0,07	**367** 7,63 0,09	**151927,36** 4284,35 49,83	**901,8** 45,00 0,52	**851,2** 69,97 0,81	**96232,46** 4186,11 48,68	**250627,52** 8598,77 100,00	250,6	115,0		0,98	0,64	1,40	0,18	XK	5,5	210,14
79	**206**	20.09.23 -	420-422	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1675		6,6	**460,55** 7,55 0,09	**337** 7,01 0,08	**150118,4** 4233,34 49,81	**1202,4** 60,00 0,71	**1216** 99,96 1,18	**94052,06** 4091,26 48,14	**247386,41** 8499,12 100,00	247,4	160,0		0,97	0,60	1,42	0,17	XK	4,23	153,76
80	**137**	09.11.23 -	476-478	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1905		6,5	**732** 12,00 0,12	**151** 3,14 0,03	**171822,61** 4845,40 49,82	**701,4** 35,00 0,36	**729,6** 59,97 0,62	**109641,92** 4769,42 49,04	**283778,53** 9724,94 100,00	283,8	95,0		0,98	0,58	1,27	0,06	XK	5,5	240,2

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
81	**200**	13.06.24 -	444-447; 462-465	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1781		6,64	**387,35** 6,35 0,07	**514** 10,69 0,12	**157358,3** 4437,50 49,79	**1002** 50,00 0,56	**1124,8** 92,46 1,04	**99208,66** 4315,58 48,42	**259595,11** 8912,58 100,00	259,6	142,5		0,97	0,54	1,32	0,24	XK	5,08	107,2
82	**473**	14.11.24 -	415-423,5; 441-446	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1904		6,55	**585,6** 9,60 0,10	**8,9** 0,19 0,00	**170191,02** 4799,39 49,88	**651,3** 32,50 0,34	**760** 62,47 0,65	**108456,04** 4717,84 49,03	**280652,86** 9621,99 100,00	280,7	95,0		0,98	0,52	1,31	0,00	XK	5,08	245,12
83	**472**	03.04.25 -	443-449	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,187		6,32	**192,15** 3,15 0,03	**74** 1,54 0,02	**168427,38** 4749,65 49,93	**801,6** 40,00 0,42	**775,2** 63,72 0,67	**106997,61** 4654,40 48,93	**277267,94** 9512,46 100,00	277,3	103,7		0,98	0,63	1,49	0,03	XK	2,12	71,02
84	**447**	04.07.25 -	415-420; 421,5- 422,5	**VII-J$_2$-2 пл.**	1,1878		6,4	**378,2** 6,20 0,06	**8,9** 0,19 0,00	**169309,2** 4774,52 49,91	**776,55** 38,75 0,41	**896,8** 73,72 0,77	**107403,1** 4672,03 48,84	**278772,75** 9565,41 100,00	278,8	112,5		0,98	0,53	1,39	0,00	XK	3,81	161,07
85	**208**	28.11.24 -	380-390; 403-405	**VII-J2-2пл - VIII-J2**	1,1702		6,83	**500,2** 8,20 0,10	**202** 4,20 0,05	**152554,65** 4302,04 49,84	**851,7** 42,50 0,49	**1003,2** 82,46 0,96	**96387,94** 4192,88 48,57	**251499,69** 8632,28 100,00	251,5	125,0		0,97	0,52	1,32	0,10	XK	5,5	215,19
86	**200**	23.04.25 -	422-424,5; 436-438,5	**VII-J2-1пл.** **VII-J2-2 пл.**	1,1689		6,69	**387,35** 6,35 0,07	**393** 8,17 0,09	**152554,64** 4302,04 49,81	**1077,15** 53,75 0,62	**988** 81,21 0,94	**96206,93** 4185,00 48,46	**251607,07** 8636,53 100,00	251,6	135,0		0,97	0,66	1,44	0,19	XK	5,9	187,26
Итого сред по VII-J2-II пл.:					**1,1795**	**22,29**	**6,74**	**404,04**	**422,99**	**162825,68**	**950,23**	**993,15**	**103212,22**	**268808,30**	**268,81**	**129,05**							**3,86**	**105,95**
Итого мин по VII-J2-II пл.:					**1,1672**	**20,90**	**6,20**	**73,00**	**0,00**	**148631,00**	**501,00**	**608,00**	**92726,00**	**244693,00**	**244,69**	**87,93**							**0,14**	**2,70**
Итого макс по VII-J2-II пл.:					**1,1996**	**24,30**	**7,90**	**732,00**	**3506,00**	**186344,00**	**1403,00**	**1817,00**	**118757,00**	**311187,00**	**311,19**	**206,34**							**10,60**	**245,12**
Горизонт VIII-J2																								
87	**8**	17.01.83 26.01.83 -	504-530	**VIII-J2**	1,1918	23,5	6,5	**427** 7,00 0,07	**1355** 28,18 0,27	**180917** 5101,86 49,64	**587** 29,29 0,29	**830** 68,23 0,66	**115911** 5042,13 49,06	**300027** 10276,69 100,00	300,0	97,5	1,672	0,99	0,43	0,88	0,55	XM	3,39	63,21
88	**12**	23.02.83 14.03.83 -	551-615	**VII-J2-2 пл.- VIII-J2**	1,1974	24	7,4	**195** 3,20 0,03	**3193** 66,41 0,63	**186344** 5254,90 49,72	**1107** 55,24 0,52	**37** 3,04 0,03	**119234** 5186,68 49,07	**310110** 10569,47 100,00	310,1	58,3	1,726	0,99	18,16	22,43	1,25	XK	1,32	50,63
89	**17**	22.05.88 16.05.88 -	421-427 439-445	**VII-J2-2 пл.- VIII-J2**	1,1878	23,1	6,85	**366** 6,00 0,06	**48** 1,00 0,01	**176414** 4974,87 49,92	**701** 34,98 0,35	**790** 64,94 0,65	**112286** 4884,44 49,01	**290605** 9966,23 100,00	290,6	99,9		0,98	0,54	1,39	0,02	XK		
90	**133**	15.06.93 21.06.93 -	504-512	**VIII-J2**	1,1971	24		**98** 1,61 0,02	**3415** 71,03 0,69	**180823** 5099,21 49,31	**1202** 59,98 0,58	**1946** 159,96 1,55	**113780** 4949,43 47,86	**301264** 10341,22 100,00	301,3	219,9		0,97	0,37	0,94	1,37	XM		
91	**201**	19.01.94 26.01.94 -	417-447	**VII-J2-2 пл.- VIII-J2**	1,1979	24,3	7,9	**439** 7,20 0,07	**0** 0,00 0,00	**180646** 5094,22 49,92	**751** 37,47 0,37	**699** 57,46 0,56	**115151** 5009,07 49,08	**297686** 10205,42 100,00	297,7	94,9		0,98	0,65	1,48	0,00	XK		
92	**203**	19.01.94 26.01.94 -	434-445	**VIII-J2**	1,1989	24,2	7,45	**366** 6,00 0,06	**0** 0,00 0,00	**183991** 5188,55 49,93	**701** 34,98 0,34	**729** 59,92 0,58	**117293** 5102,25 49,10	**303080** 10391,70 100,00	303,1	94,9		0,98	0,58	1,44	0,00	XK		
93	**206**	03.01.94 09.02.94 -	441-445 461-468	**VIII-J2 - IX**	1,1894	23,3	7,2	**573** 9,40 0,10	**0** 0,00 0,00	**173955** 4905,53 49,89	**801** 39,97 0,41	**730** 60,01 0,61	**110747** 4817,49 49,00	**286806** 9832,40 100,00	286,8	100,0		0,98	0,67	1,47	0,00	XK		
94	**420**	10.08.16 11.08.16 -	428-436	**VIII-J2**	1,185	22,8	6,46	**549** 9,00 0,10	**116** 2,41 0,03	**162825** 4591,67 49,86	**902** 45,01 0,49	**912** 74,97 0,81	**103114** 4485,46 48,71	**268418** 9208,52 100,00	268,4	120,0		0,98	0,60	1,42	0,05	XK	0,48	9,6
95	**205**	20.07.17 -	430-446	**VIII-J2**	1,1899	23,3	6,74	**320** 5,25 0,05	**0** 0,00 0,00	**171812** 4845,10 49,93	**852** 42,51 0,44	**638** 52,44 0,54	**109376** 4757,86 49,03	**282998** 9703,16 100,00	283,0	95,0		0,98	0,81	1,66	0,00	XK	1,89	75,92

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
96	**436**	10.08.16 11.08.16 -	418-421 438-441	**VIII-J2**	1,1785	22,1	6,55	**573** 9,40 0,10	**314** 6,53 0,07	**159207** 4489,64 49,81	**701** 34,98 0,39	**1034** 84,99 0,94	**100871** 4387,89 48,68	**262700** 9013,43 100,00	262,7	120,0		0,98	0,41	1,20	0,15	XK	0,44	8,68
97	**428**	12.01.17	432-446	**VIII-J2**	1,1913	23,5	6,4	**342** 5,61 0,06	**0** 0,00 0,00	**171812** 4845,10 49,93	**701** 34,98 0,36	**608** 49,98 0,52	**109614** 4768,21 49,14	**283077** 9703,87 100,00	283,1	85,0		0,98	0,70	1,54	0,00	XK	1,26	15,73
98	**433**	12.01.17	433-441	**VIII-J2**	1,1966	24	6,79	**195** 3,20 0,03	**0** 0,00 0,00	**175467** 4948,17 49,95	**701** 34,98 0,35	**547** 44,96 0,45	**112045** 4873,96 49,21	**288955** 9905,27 100,00	289,0	79,9		0,99	0,78	1,65	0,00	XK	3,15	67,34
99	**447**	12.01.17	444-451	**VIII-J2**	1,1915	23,5	6,78	**586** 9,61 0,10	**0** 0,00 0,00	**171878** 4846,96 49,88	**752** 37,52 0,39	**608** 49,98 0,51	**109723** 4772,95 49,12	**283547** 9717,02 100,00	283,5	87,5		0,98	0,75	1,48	0,00	XK		
100	**461**	15.09.20	416,3-439,9	**VIII-J2**	1,1711	21,3	7,05	**573** 9,40 0,11	**336** 6,99 0,08	**155200** 4376,64 49,79	**1202** 59,98 0,68	**1094** 89,93 1,02	**97621** 4246,51 48,31	**256026** 8789,45 100,00	256,0	149,9		0,97	0,67	1,45	0,16	XK	2,1	87,62
101	**424**	04.11.21 -	498-501	**VIII-J_2**	1,1998		6,85	**439** 7,20 0,07	**699** 14,54 0,15	**175459** 4947,94 49,76	**481** 24,00 0,24	**973** 79,98 0,80	**111946** 4869,65 48,97	**289997** 9943,32 100,00	290,0	104,0		0,98	0,30	0,98	0,29	XM	2,94	102,18
102	**454**	03.02.23 -	432-434	**VIII-J2**	1,1805		7,06	**406** 6,66 0,07	**113** 2,35 0,03	**159432** 4495,98 49,88	**1202** 59,98 0,67	**1459** 119,93 1,33	**99507** 4328,55 48,02	**262119** 9013,46 100,00	262,1	179,9		0,96	0,50	1,40	0,05	XK	5,46	212,42
103	**204a**	03.02.23 -	436,5-438; 439-442	VIII-J2	1,1889		6,82	**531** 8,71 0,09	**0** 0,00 0,00	**165667** 4671,81 49,89	**802** 40,02 0,43	**790** 64,94 0,69	**105270** 4579,25 48,90	**273060** 9364,72 100,00	273,1	105,0		0,98	0,62	1,43	0,00	XK	5,88	212,42
Итого сред по VIII-J2:					**1,1902**	**23,35**	**6,93**	**410,47**	**564,06**	**172461,71**	**832,12**	**848,47**	**109617,00**	**284733,82**	**284,73**	**111,27**							**2,57**	**82,34**
Итого мин по VIII-J2:					**1,1711**	**21,30**	**6,40**	**98,00**	**0,00**	**155200,00**	**481,00**	**37,00**	**97621,00**	**256026,00**	**256,03**	**58,28**							**0,44**	**8,68**
Итого макс по VIII-J2:					**1,1998**	**24,30**	**7,90**	**586,00**	**3415,00**	**186344,00**	**1202,00**	**1946,00**	**119234,00**	**310110,00**	**310,11**	**219,94**							**5,88**	**212,42**
Итого сред по юрским:					**1,1815**	**22,73**	**6,79**	**385,75**	**604,25**	**165279,52**	**938,10**	**981,20**	**104759,69**	**272948,51**	**272,95**	**127,47**	**1,65**						**3,44**	**104,99**
Итого макс по юрским:					**1,1998**	**24,30**	**7,90**	**732,00**	**8016,00**	**186344,00**	**1703,00**	**1946,00**	**119234,00**	**311187,00**	**311,19**	**219,95**	**1,76**						**10,60**	**245,12**
Итого мин по юрским:					**1,1396**	**20,90**	**6,20**	**73,00**	**0,00**	**127118,00**	**481,00**	**37,00**	**77533,00**	**208293,00**	**208,29**	**58,28**	**1,44**						**0,14**	**2,70**
Горизонт РТ																								
104	**7**	15.12.82 12.01.83 -	670-675	РТ	1,1847	22,8	6,25	**40** 0,66 0,01	**60** 1,25 0,01	**175489** 4948,79 49,97	**2639** 131,69 1,33	**1008** 82,86 0,84	**108932** 4738,54 47,85	**288168** 9903,78 100,00	288,2	214,5	1,5	0,96	1,59	2,54	0,03	XK	4,8	115
105	**9**	24.12.82 12.01.83 -	599-661	РТ	1,1806	22,3	6,65	**464** 7,61 0,08	**3259** 67,79 0,73	**162825** 4591,67 49,18	**1075** 53,64 0,57	**890** 73,16 0,78	**104428** 4542,62 48,65	**272941** 9336,48 100,00	272,9	126,8	1,65	0,99	0,73	0,67	1,45	XM	11,2	46
106	**22**	05.05.83 -	500-506	РТ	1,19	23,4	6,75	**573** 9,40 0,09	**28** 0,58 0,01	**179942** 5074,36 49,89	**1002** 50,00 0,49	**730** 60,01 0,59	**114413** 4976,97 48,93	**296688** 10171,32 100,00	296,7	110,0	1,8	0,98	0,83	1,62	0,01	XK	1,8	72,8
Итого сред по РТ:					**1,1851**	**22,83**	**6,55**	**359,00**	**1115,67**	**172752,00**	**1572,00**	**876,00**	**109257,67**	**285932,33**	**285,93**	**150,45**							**5,93**	**77,93**
Итого мин по РТ:					**1,1806**	**22,30**	**6,25**	**40,00**	**28,00**	**162825,00**	**1002,00**	**730,00**	**104428,00**	**272941,00**	**272,94**	**110,01**							**1,80**	**46,00**
Итого макс по РТ:					**1,1900**	**23,40**	**6,75**	**573,00**	**3259,00**	**179942,00**	**2639,00**	**1008,00**	**114413,00**	**296688,00**	**296,69**	**214,54**							**11,20**	**115,00**
НЕПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫЕ ПРОБЫ																								
1	**434**	13.07.17 -			1,099	13,2	6,44	**250** 4,10 0,08	**4292** 89,27 1,80	**84678** 2387,92 48,11	**3607** 179,99 3,63	**1094** 89,93 1,81	**50862** 2212,50 44,57	**144783** 4963,71 100,00	144,8	269,9		0,93	2,00	1,95	3,60	XK	23,27	0,42

Продолжение таблицы П.2.3.4

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
2	**430**	12.06.17	561-563 573-575 633-640	VI-J2 - VII-J2 - 2пл	1,1975	24,1	6,46	**390** 6,40 0,06	**0** 0,00 0,00	**178178** 5024,62 49,92	**601** 29,99 0,30	**486** 39,95 0,40	**114106** 4963,61 49,32	**293761** 10064,57 100,00	293,8	69,9		0,99	0,75	1,53	0,00	XK	3,15	72,67
3	**457**	20.11.19	578-584; 590-593	**V-J2 -VI-J2**	1,1971	24	6,26	**317** 5,20 0,05	**0** 0,00 0,00	**178136** 5023,44 49,93	**802** 40,02 0,40	**851** 69,95 0,70	**113165** 4922,68 48,93	**293271** 10061,28 100,00	293,3	110,0		0,98	0,57	1,44	0,00	XK		
4	**455**	07.08.18	548-550; 551-555,5; 643,5-645	**III-J2,VII-J_2-2пл**	1,1922	23,5	6,55	**281** 4,61 0,05	**56** 1,16 0,01	**175495** 4948,96 49,92	**1202** 59,98 0,61	**669** 54,99 0,55	**111349** 4843,68 48,86	**289052** 9913,39 100,00	289,1	115,0		0,98	1,09	1,91	0,02	XK		
5	**8**	21.01.83 26.01.83 -	515-618	J1+PT?	1,1919	23,5	6,7	**342** 5,61 0,05	**2136** 44,43 0,43	**180917** 5101,86 49,50	**704** 35,13 0,34	**830** 68,23 0,66	**116118** 5051,13 49,01	**301047** 10306,39 100,00	301,0	103,4	1,645	0,99	0,51	0,74	0,86	XM	5,5	66,43
6	**412**	20.11.19	388-390; 416,5-422	VII-J2-II пл. VIII-J2	1,1822	22,5	6,69	**110** 1,80 0,02	**67** 1,39 0,02	**163885** 4621,56 49,95	**2004** 100,00 1,08	**730** 60,01 0,65	**102722** 4468,41 48,29	**269518** 9253,17 100,00	269,5	160,0		0,97	1,67	2,55	0,03	XK		
7	**455**	04.04.24 -	548-550; 551-555,5; 562-563,5; 578-580,5;	**(III-IV-V)-J2**	1,1722		6,41	**146,4** 2,40 0,03	**8,9** 0,19 0,00	**155590,05** 4387,64 49,95	**1302,6** 65,00 0,74	**972,8** 79,96 0,91	**97667,2** 4248,52 48,37	**255687,95** 8783,71 100,00	255,7	145,0		0,97	0,81	1,74	0,00	XK	3,38	101,88
8	**444**	17.06.24 -	634-640; 537-545	**VII-J_2-2пл, IV-J2**	1,179		6,96	**192,18** 3,15 0,03	**48** 1,00 0,01	**159700,83** 4503,56 49,93	**1252,5** 62,50 0,69	**881,6** 72,47 0,80	**100604,53** 4376,30 48,52	**262679,64** 9018,98 100,00	262,7	135,0		0,97	0,86	1,76	0,02	XK	6,35	261,75

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	155	83,5	0	0	0	0	0	114	114	21	3,3	17,8	75,5
2027	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	111	111	21	3,2	20,5	88,6
2028	0	0	0	155	83,5	0	0	4	4	0	107	107	21	3,2	22,3	95,0
2029	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	104	104	21	3,1	23,5	98,4
2030	0	0	0	155	83,5	0	0	5	5	0	99	99	21	3,0	24,5	99,6
2031	0	0	0	155	83,5	0	0	4	4	0	95	95	21	2,9	25,5	100,0
2032	0	0	0	155	83,5	0	0	2	2	0	93	93	21	2,8	26,0	99,5
2033	0	0	0	155	83,5	0	0	0	0	0	93	93	21	2,7	26,5	101,0
2034	0	0	0	155	83,5	0	0	2	2	0	91	91	21	2,7	27,0	102,4
2035	0	0	0	155	83,5	0	0	4	4	0	87	87	21	2,6	27,3	100,5
2036	0	0	0	155	83,5	0	0	1	1	0	86	86	21	2,5	27,5	98,7
2037	0	0	0	155	83,5	0	0	2	2	0	84	84	21	2,4	28,0	99,0
2038	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	81	81	21	2,4	28,4	98,1
2039	0	0	0	155	83,5	0	0	6	6	0	75	75	21	2,3	28,7	93,8
2040	0	0	0	155	83,5	0	0	1	1	0	74	74	21	2,3	28,9	90,6
2041	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	71	71	21	2,2	28,9	88,5
2042	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	68	68	21	2,1	28,9	84,8
2043	0	0	0	155	83,5	0	0	8	8	0	60	60	21	2,1	29,1	78,7
2044	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	57	57	21	2,0	29,2	72,7
2045	0	0	0	155	83,5	0	0	4	4	0	53	53	21	2,0	30,2	70,8
2046	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	50	50	21	2,0	31,4	69,1
2047	0	0	0	155	83,5	0	0	3	3	0	47	47	21	2,0	32,1	66,6
2048	0	0	0	155	83,5	0	0	0	0	0	47	47	21	2,0	32,7	65,9
2049	0	0	0	155	83,5	0	0	4	4	0	43	43	21	2,0	33,1	63,9

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	130,6	1,7	5,1	5409,0	69,0	0,290	703,7	19517,4	81,4	573,1	14969,0	5,880	89,018
2027	126,2	1,6	5,2	5535,1	70,6	0,297	798,7	20316,1	84,2	672,6	15641,6	5,653	94,671
2028	119,1	1,5	5,2	5654,3	72,1	0,304	840,4	21156,5	85,8	721,2	16362,8	5,345	100,016
2029	112,0	1,4	5,1	5766,3	73,5	0,310	858,5	22015,0	86,9	746,5	17109,3	4,979	104,995
2030	104,9	1,3	5,1	5871,1	74,9	0,315	860,4	22875,5	87,8	755,6	17864,9	4,599	109,594
2031	98,2	1,3	5,0	5969,4	76,1	0,321	856,7	23732,2	88,5	758,5	18623,4	4,272	113,866
2032	91,9	1,2	4,9	6061,3	77,3	0,325	846,6	24578,8	89,1	754,7	19378,0	3,941	117,808
2033	88,2	1,1	5,0	6149,5	78,4	0,330	854,5	25433,3	89,7	766,3	20144,4	3,761	121,569
2034	84,9	1,1	5,0	6234,5	79,5	0,335	861,9	26295,2	90,1	776,9	20921,3	3,615	125,184
2035	79,5	1,0	5,0	6314,0	80,5	0,339	842,2	27137,4	90,6	762,7	21684,0	3,344	128,528
2036	74,7	1,0	4,9	6388,7	81,5	0,343	823,8	27961,2	90,9	749,0	22433,0	3,096	131,624
2037	71,8	0,9	4,9	6460,5	82,4	0,347	823,4	28784,6	91,3	751,6	23184,6	2,973	134,597
2038	68,2	0,9	4,9	6528,7	83,3	0,351	812,3	29596,9	91,6	744,1	23928,7	2,820	137,417
2039	62,7	0,8	4,8	6591,5	84,1	0,354	774,5	30371,4	91,9	711,8	24640,5	2,586	140,003
2040	58,3	0,7	4,7	6649,8	84,8	0,357	745,7	31117,0	92,2	687,3	25327,8	2,397	142,400
2041	55,0	0,7	4,6	6704,8	85,5	0,360	726,7	31843,8	92,4	671,8	25999,6	2,242	144,641
2042	50,9	0,6	4,5	6755,7	86,2	0,363	694,7	32538,5	92,7	643,8	26643,3	2,042	146,683
2043	45,7	0,6	4,2	6801,4	86,7	0,365	643,2	33181,7	92,9	597,5	27240,8	1,821	148,504
2044	40,9	0,5	3,9	6842,3	87,3	0,367	592,5	33774,2	93,1	551,6	27792,4	1,611	150,115
2045	38,6	0,5	3,9	6880,9	87,8	0,369	575,7	34349,9	93,3	537,1	28329,5	1,497	151,612
2046	36,5	0,5	3,8	6917,5	88,2	0,371	560,7	34910,6	93,5	524,1	28853,7	1,404	153,017
2047	34,1	0,4	3,7	6951,6	88,7	0,373	539,5	35450,0	93,7	505,3	29359,0	1,315	154,331
2048	32,7	0,4	3,7	6984,3	89,1	0,375	533,0	35983,0	93,9	500,3	29859,3	1,271	155,602
2049	30,7	0,4	3,6	7015,0	89,5	0,377	515,5	36498,5	94,0	484,8	30344,0	1,206	156,808

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	43	1	7,1	0	0	0	0	0	22	22	4	1,5	8,2	40,5
2027	0	0	0	43	0	7,1	0	0	2	2	0	20	20	4	1,5	9,5	45,4
2028	0	0	0	43	0	7,1	0	0	1	1	0	19	19	4	1,4	10,3	45,6
2029	0	0	0	44	1	7,1	0	0	0	0	0	20	20	4	1,4	10,9	48,3
2030	0	0	0	44	0	7,1	0	0	2	2	0	18	18	4	1,4	11,5	49,4
2031	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	18	18	4	1,4	12,0	48,7
2032	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	18	18	4	1,3	12,3	50,1
2033	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	18	18	4	1,3	12,7	51,3
2034	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	17	17	4	1,3	12,9	50,9
2035	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	17	17	4	1,2	13,2	50,4
2036	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	17	17	4	1,2	13,4	51,1
2037	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	16	16	4	1,2	14,0	51,7
2038	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	15	15	4	1,2	14,6	50,7
2039	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	14	14	4	1,2	14,9	48,1
2040	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	14	14	4	1,2	15,0	47,1
2041	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	14	14	4	1,1	15,2	47,4
2042	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	14	14	4	1,1	15,2	47,6
2043	0	0	0	44	0	7,1	0	0	2	2	0	12	12	4	1,1	15,5	44,7
2044	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	12	12	4	1,1	15,7	41,9
2045	0	0	0	44	0	7,1	0	0	2	2	0	10	10	4	1,1	17,3	42,1
2046	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	9	9	4	1,2	19,2	40,6
2047	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	9	9	4	1,2	19,6	39,2
2048	0	0	0	44	0	7,1	0	0	0	0	0	9	9	4	1,2	19,6	39,2
2049	0	0	0	44	0	7,1	0	0	1	1	0	8	8	4	1,2	20,0	37,7

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	11,0	1,5	3,9	458,7	62,8	0,164	60,9	1569,4	81,9	58,6	1511,2	100,0	96,9	0,045	2,384
2027	10,6	1,5	3,9	469,3	64,3	0,168	68,8	1638,2	84,5	65,6	1576,8	100,0	97,0	0,044	2,427
2028	9,6	1,3	3,7	479,0	65,6	0,172	69,5	1707,7	86,1	66,0	1642,8	100,0	97,1	0,040	2,467
2029	9,6	1,3	3,8	488,5	66,9	0,175	73,8	1781,4	87,0	69,8	1712,6	100,0	97,2	0,039	2,506
2030	9,3	1,3	3,8	497,8	68,2	0,178	75,6	1857,0	87,8	71,4	1784,1	100,0	97,3	0,038	2,544
2031	8,6	1,2	3,7	506,4	69,3	0,181	74,7	1931,8	88,5	70,4	1854,5	100,0	97,4	0,035	2,579
2032	8,4	1,1	3,7	514,7	70,5	0,184	77,0	2008,8	89,2	72,5	1927,0	100,0	97,5	0,034	2,614
2033	8,1	1,1	3,8	522,9	71,6	0,187	79,0	2087,8	89,7	74,2	2001,2	100,0	97,6	0,033	2,647
2034	7,7	1,1	3,7	530,6	72,7	0,190	78,4	2166,2	90,2	73,5	2074,7	100,0	97,7	0,032	2,679
2035	7,3	1,0	3,7	537,9	73,7	0,193	77,7	2243,9	90,6	72,8	2147,4	100,0	97,8	0,030	2,708
2036	7,1	1,0	3,7	545,0	74,6	0,195	78,9	2322,9	91,0	73,8	2221,3	100,0	97,8	0,029	2,738
2037	6,9	0,9	3,7	551,9	75,6	0,198	79,9	2402,8	91,4	74,7	2295,9	100,0	97,9	0,028	2,766
2038	6,5	0,9	3,7	558,4	76,5	0,200	78,4	2481,2	91,7	73,2	2369,2	100,0	98,0	0,027	2,793
2039	6,0	0,8	3,5	564,4	77,3	0,202	74,6	2555,9	92,0	69,6	2438,7	100,0	98,0	0,025	2,817
2040	5,7	0,8	3,4	570,1	78,1	0,204	73,0	2628,9	92,2	68,0	2506,8	100,0	98,1	0,023	2,841
2041	5,5	0,8	3,4	575,6	78,8	0,206	73,6	2702,4	92,5	68,5	2575,2	100,0	98,1	0,023	2,863
2042	5,4	0,7	3,5	581,0	79,6	0,208	74,0	2776,4	92,7	68,8	2644,1	100,0	98,2	0,022	2,885
2043	4,9	0,7	3,3	585,9	80,2	0,210	69,4	2845,9	93,0	64,5	2708,6	100,0	98,2	0,020	2,905
2044	4,5	0,6	3,1	590,3	80,8	0,212	65,2	2911,1	93,2	60,6	2769,2	100,0	98,3	0,018	2,924
2045	4,3	0,6	3,1	594,7	81,4	0,213	65,5	2976,6	93,4	60,8	2830,0	100,0	98,3	0,018	2,941
2046	4,1	0,6	3,0	598,7	82,0	0,215	63,2	3039,8	93,6	58,6	2888,7	100,0	98,3	0,017	2,958
2047	3,8	0,5	2,9	602,6	82,5	0,216	61,1	3100,9	93,7	56,6	2945,3	100,0	98,4	0,016	2,974
2048	3,7	0,5	2,9	606,3	83,0	0,217	61,2	3162,1	93,9	56,7	3002,0	100,0	98,4	0,015	2,989
2049	3,5	0,5	2,8	609,8	83,5	0,219	58,8	3220,9	94,1	54,5	3056,5	100,0	98,4	0,014	3,003

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м^3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	3,3	14,7	36,2
2027	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	3,2	16,8	41,0
2028	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	3,1	18,3	44,2
2029	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	3,1	19,3	46,6
2030	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	3,0	20,2	48,6
2031	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,9	20,9	50,1
2032	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,8	21,5	51,5
2033	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,8	22,1	52,6
2034	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,7	22,5	53,6
2035	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,6	22,9	54,4
2036	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,6	23,2	55,2
2037	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,5	23,5	55,8
2038	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	7	7	4	2,4	23,8	56,4
2039	0	0	0	22	0	9,8	0	0	1	1	0	6	6	4	2,4	24,0	52,6
2040	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,3	24,2	49,1
2041	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,2	24,4	49,4
2042	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,2	24,6	49,6
2043	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,1	24,7	49,8
2044	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,1	24,8	50,0
2045	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,0	24,9	50,2
2046	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	2,0	25,0	50,3
2047	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	1,9	25,0	50,4
2048	0	0	0	22	0	9,8	0	0	0	0	0	6	6	4	1,9	25,1	50,5
2049	0	0	0	22	0	9,8	0	0	1	1	0	5	5	4	1,8	25,1	46,1

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,0	1,2	4,2	490,0	72,9	0,234	35,7	1493,4	77,5	52,4	1344,2	150,0	89,2	0,062	4,545
2027	7,8	1,2	4,3	497,8	74,1	0,237	40,9	1534,2	80,8	59,3	1403,5	150,0	90,8	0,060	4,605
2028	7,6	1,1	4,4	505,5	75,2	0,241	44,3	1578,5	82,8	63,9	1467,4	150,0	92,4	0,058	4,663
2029	7,4	1,1	4,5	512,9	76,3	0,244	46,9	1625,5	84,2	67,4	1534,7	150,0	94,0	0,057	4,720
2030	7,2	1,1	4,6	520,1	77,4	0,248	49,0	1674,5	85,2	70,2	1604,9	150,0	95,5	0,055	4,776
2031	7,1	1,1	4,6	527,2	78,4	0,251	50,8	1725,3	86,1	72,5	1677,4	150,0	97,0	0,054	4,830
2032	6,9	1,0	4,7	534,1	79,5	0,255	52,3	1777,6	86,8	74,4	1751,8	150,0	98,5	0,053	4,882
2033	6,7	1,0	4,9	540,8	80,5	0,258	53,5	1831,1	87,5	76,1	1827,9	150,0	100,0	0,051	4,934
2034	6,5	1,0	5,0	547,3	81,4	0,261	54,6	1885,8	88,0	77,5	1905,4	150,0	101,3	0,050	4,984
2035	6,4	0,9	5,1	553,7	82,4	0,264	55,6	1941,4	88,6	78,7	1984,1	150,0	102,6	0,049	5,032
2036	6,2	0,9	5,2	559,9	83,3	0,267	56,4	1997,8	89,0	79,7	2063,8	150,0	103,9	0,047	5,080
2037	6,0	0,9	5,4	565,9	84,2	0,270	57,1	2054,9	89,4	80,7	2144,5	150,0	105,1	0,046	5,126
2038	5,9	0,9	5,5	571,8	85,1	0,273	57,8	2112,7	89,8	81,5	2225,9	150,0	106,3	0,045	5,171
2039	5,3	0,8	5,3	577,1	85,9	0,275	53,9	2166,6	90,2	76,0	2301,9	150,0	107,3	0,041	5,212
2040	4,8	0,7	5,0	581,9	86,6	0,277	50,4	2217,0	90,5	70,9	2372,8	150,0	108,2	0,037	5,248
2041	4,7	0,7	5,2	586,6	87,3	0,280	50,8	2267,8	90,8	71,4	2444,2	150,0	109,1	0,036	5,284
2042	4,5	0,7	5,3	591,1	87,9	0,282	51,1	2318,9	91,1	71,7	2515,9	150,0	110,0	0,035	5,319
2043	4,4	0,7	5,5	595,5	88,6	0,284	51,4	2370,2	91,4	72,0	2587,9	150,0	110,8	0,034	5,353
2044	4,3	0,6	5,6	599,9	89,3	0,286	51,6	2421,8	91,6	72,3	2660,2	150,0	111,6	0,033	5,386
2045	4,2	0,6	5,8	604,1	89,9	0,288	51,8	2473,6	91,9	72,5	2732,8	150,0	112,4	0,032	5,418
2046	4,1	0,6	6,0	608,2	90,5	0,290	52,0	2525,6	92,1	72,7	2805,5	150,0	113,1	0,031	5,449
2047	4,0	0,6	6,2	612,1	91,1	0,292	52,1	2577,7	92,3	72,9	2878,4	150,0	113,8	0,031	5,480
2048	3,9	0,6	6,5	616,0	91,7	0,294	52,2	2629,9	92,6	73,0	2951,3	150,0	114,5	0,030	5,509
2049	3,5	0,5	6,2	619,5	92,2	0,295	47,7	2677,6	92,8	66,6	3018,0	150,0	115,1	0,026	5,536

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.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	18	18	3	2,7	12,9	29,8
2027	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	18	18	3	2,7	15,5	34,6
2028	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	17	17	3	2,7	16,8	36,2
2029	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	16	16	3	2,7	18,4	37,2
2030	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,7	19,8	38,7
2031	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,6	20,5	40,0
2032	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,6	21,1	41,0
2033	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,5	21,6	41,9
2034	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,4	22,0	42,6
2035	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,4	22,4	43,3
2036	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	16	16	3	2,3	22,7	43,8
2037	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	15	15	3	2,3	23,1	43,0
2038	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	15	15	3	2,2	23,4	42,3
2039	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	14	14	3	2,2	23,8	41,4
2040	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	14	14	3	2,1	24,1	40,5
2041	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	13	13	3	2,1	24,4	39,5
2042	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	13	13	3	2,0	24,7	38,5
2043	0	0	0	44	0	25,8	0	0	3	3	0	10	10	3	2,0	25,5	34,8
2044	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	10	10	3	2,0	26,3	31,5
2045	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	9	9	3	2,1	27,8	31,5
2046	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	9	9	3	2,1	29,4	31,6
2047	0	0	0	44	0	25,8	0	0	2	2	0	7	7	3	2,2	30,6	29,1
2048	0	0	0	44	0	25,8	0	0	0	0	0	7	7	3	2,2	32,1	26,8
2049	0	0	0	44	0	25,8	0	0	1	1	0	6	6	3	2,2	33,0	25,5

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	17,1	1,5	3,6	651,8	58,6	0,195	82,5	1989,7	79,3	32,3	1505,6	40,0	74,1	0,188	8,461
2027	17,1	1,5	3,7	668,9	60,1	0,201	96,6	2086,3	82,3	37,5	1543,0	40,0	72,6	0,188	8,648
2028	16,2	1,5	3,6	685,1	61,6	0,205	101,9	2188,3	84,1	39,3	1582,3	40,0	71,2	0,178	8,826
2029	15,4	1,4	3,6	700,4	63,0	0,210	105,3	2293,5	85,4	40,4	1622,7	40,0	69,8	0,169	8,995
2030	15,0	1,3	3,6	715,4	64,3	0,215	109,9	2403,4	86,4	42,0	1664,7	40,0	68,6	0,165	9,160
2031	14,6	1,3	3,7	730,0	65,6	0,219	113,7	2517,1	87,2	43,3	1708,0	40,0	67,3	0,160	9,321
2032	14,2	1,3	3,7	744,2	66,9	0,223	116,9	2634,1	87,9	44,5	1752,5	40,0	66,2	0,156	9,477
2033	13,8	1,2	3,8	758,0	68,1	0,227	119,7	2753,8	88,4	45,4	1797,9	40,0	65,1	0,152	9,629
2034	13,5	1,2	3,8	771,5	69,4	0,231	122,0	2875,8	89,0	46,2	1844,1	40,0	64,1	0,148	9,777
2035	13,1	1,2	3,8	784,6	70,5	0,235	124,1	2999,8	89,4	46,9	1891,0	40,0	63,2	0,144	9,921
2036	12,8	1,1	3,9	797,4	71,7	0,239	125,8	3125,6	89,8	47,5	1938,5	40,0	62,3	0,140	10,062
2037	12,1	1,1	3,8	809,5	72,8	0,243	123,8	3249,4	90,2	46,7	1985,1	40,0	61,5	0,133	10,195
2038	11,5	1,0	3,8	820,9	73,8	0,246	121,9	3371,3	90,6	45,9	2031,0	40,0	60,7	0,126	10,321
2039	10,8	1,0	3,7	831,8	74,8	0,249	119,3	3490,6	90,9	44,9	2075,9	40,0	60,1	0,119	10,440
2040	10,3	0,9	3,7	842,1	75,7	0,252	117,0	3607,6	91,2	43,9	2119,8	40,0	59,4	0,113	10,553
2041	9,7	0,9	3,6	851,8	76,6	0,255	114,1	3721,6	91,5	42,8	2162,6	40,0	58,9	0,107	10,660
2042	9,2	0,8	3,5	860,9	77,4	0,258	111,4	3833,0	91,8	41,7	2204,3	40,0	58,4	0,101	10,761
2043	8,0	0,7	3,2	869,0	78,1	0,261	100,8	3933,8	92,0	37,8	2242,1	40,0	57,9	0,089	10,849
2044	7,1	0,6	2,9	876,0	78,8	0,263	91,2	4025,0	92,3	34,1	2276,2	40,0	57,5	0,078	10,927
2045	6,9	0,6	2,9	882,9	79,4	0,265	91,5	4116,5	92,5	34,2	2310,4	40,0	57,2	0,076	11,003
2046	6,7	0,6	2,9	889,6	80,0	0,267	91,7	4208,2	92,7	34,3	2344,7	40,0	56,8	0,074	11,076
2047	6,0	0,5	2,7	895,6	80,5	0,269	84,4	4292,6	92,9	31,5	2376,2	40,0	56,5	0,066	11,142
2048	5,4	0,5	2,5	901,0	81,0	0,270	77,8	4370,4	93,1	29,0	2405,2	40,0	56,2	0,059	11,202
2049	5,0	0,4	2,4	906,0	81,4	0,272	74,2	4444,6	93,3	27,6	2432,9	40,0	55,9	0,055	11,256

Таблица П.4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	88	0	40,8	0	0	0	0	0	67	67	10	4,1	22,6	118,9
2027	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	66	66	10	3,9	25,7	141,2
2028	0	0	0	88	0	40,8	0	0	2	2	0	64	64	10	3,8	27,7	152,8
2029	0	0	0	88	0	40,8	0	0	3	3	0	61	61	10	3,7	29,2	157,4
2030	0	0	0	88	0	40,8	0	0	3	3	0	58	58	10	3,6	30,4	158,3
2031	0	0	0	88	0	40,8	0	0	4	4	0	54	54	10	3,5	31,9	158,4
2032	0	0	0	88	0	40,8	0	0	2	2	0	52	52	10	3,4	32,7	155,9
2033	0	0	0	88	0	40,8	0	0	0	0	0	52	52	10	3,3	33,4	157,9
2034	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	51	51	10	3,2	34,0	160,4
2035	0	0	0	88	0	40,8	0	0	4	4	0	47	47	10	3,1	34,5	156,2
2036	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	46	46	10	3,0	34,9	151,7
2037	0	0	0	88	0	40,8	0	0	0	0	0	46	46	10	2,9	35,3	152,1
2038	0	0	0	88	0	40,8	0	0	2	2	0	44	44	10	2,8	35,6	150,4
2039	0	0	0	88	0	40,8	0	0	3	3	0	41	41	10	2,8	35,8	144,3
2040	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	40	40	10	2,7	36,0	139,6
2041	0	0	0	88	0	40,8	0	0	2	2	0	38	38	10	2,6	36,2	135,4
2042	0	0	0	88	0	40,8	0	0	3	3	0	35	35	10	2,5	36,3	127,7
2043	0	0	0	88	0	40,8	0	0	3	3	0	32	32	10	2,4	36,4	117,1
2044	0	0	0	88	0	40,8	0	0	3	3	0	29	29	10	2,4	36,4	106,4
2045	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	28	28	10	2,3	37,2	102,3
2046	0	0	0	88	0	40,8	0	0	2	2	0	26	26	10	2,3	37,9	99,2
2047	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	25	25	10	2,3	38,7	95,3
2048	0	0	0	88	0	40,8	0	0	0	0	0	25	25	10	2,3	39,4	94,5
2049	0	0	0	88	0	40,8	0	0	1	1	0	24	24	10	2,2	39,5	93,0

Таблица П.4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки IV 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	94,4	1,8	5,9	3808,5	71,5	0,366	524,5	14464,9	82,0	429,8	10608,0	84,1	73,0	5,586	73,629
2027	90,6	1,7	6,0	3899,1	73,2	0,375	592,5	15057,4	84,7	510,2	11118,2	89,3	73,6	5,362	78,991
2028	85,7	1,6	6,0	3984,8	74,8	0,383	624,6	15682,0	86,3	552,1	11670,3	92,2	74,3	5,069	84,059
2029	79,7	1,5	5,9	4064,4	76,3	0,391	632,6	16314,6	87,4	568,9	12239,2	94,2	75,1	4,713	88,773
2030	73,4	1,4	5,8	4137,8	77,7	0,398	625,9	16940,5	88,3	572,0	12811,2	96,0	75,8	4,341	93,114
2031	68,0	1,3	5,7	4205,8	79,0	0,404	617,4	17557,9	89,0	572,2	13383,4	97,7	76,6	4,023	97,137
2032	62,5	1,2	5,6	4268,3	80,1	0,410	600,4	18158,3	89,6	563,3	13946,8	99,1	77,3	3,698	100,835
2033	59,6	1,1	5,6	4327,9	81,3	0,416	602,3	18760,6	90,1	570,7	14517,4	100,3	78,0	3,525	104,359
2034	57,2	1,1	5,7	4385,1	82,3	0,422	606,8	19367,4	90,6	579,7	15097,2	101,3	78,7	3,386	107,745
2035	52,8	1,0	5,6	4437,9	83,3	0,427	584,8	19952,3	91,0	564,3	15661,5	102,5	79,3	3,121	110,866
2036	48,7	0,9	5,5	4486,5	84,2	0,431	562,6	20514,9	91,4	548,0	16209,5	103,6	80,0	2,879	113,745
2037	46,7	0,9	5,6	4533,3	85,1	0,436	562,5	21077,4	91,7	549,6	16759,1	104,0	80,6	2,765	116,510
2038	44,3	0,8	5,6	4577,6	86,0	0,440	554,2	21631,6	92,0	543,5	17302,6	104,6	81,2	2,622	119,132
2039	40,6	0,8	5,4	4618,2	86,7	0,444	526,6	22158,3	92,3	521,4	17824,0	105,7	81,7	2,402	121,534
2040	37,6	0,7	5,3	4655,8	87,4	0,448	505,3	22663,6	92,6	504,4	18328,5	106,7	82,2	2,224	123,758
2041	35,1	0,7	5,2	4690,8	88,1	0,451	488,4	23151,9	92,8	489,1	18817,6	107,1	82,7	2,077	125,834
2042	31,9	0,6	5,0	4722,7	88,7	0,454	458,3	23610,2	93,0	461,5	19279,1	107,8	83,2	1,884	127,719
2043	28,4	0,5	4,7	4751,1	89,2	0,457	421,6	24031,8	93,3	423,1	19702,2	107,5	83,6	1,678	129,397
2044	25,1	0,5	4,4	4776,1	89,7	0,459	384,5	24416,3	93,5	384,6	20086,7	107,2	84,0	1,482	130,879
2045	23,2	0,4	4,2	4799,3	90,1	0,461	366,9	24783,2	93,7	369,6	20456,3	108,1	84,3	1,371	132,250
2046	21,7	0,4	4,1	4821,0	90,5	0,463	353,8	25137,0	93,9	358,5	20814,9	108,8	84,6	1,283	133,533
2047	20,3	0,4	4,0	4841,3	90,9	0,465	341,9	25478,9	94,1	344,3	21159,2	108,2	84,9	1,202	134,735
2048	19,7	0,4	4,1	4861,0	91,3	0,467	341,7	25820,6	94,2	341,5	21500,7	107,5	85,2	1,167	135,902
2049	18,8	0,4	4,0	4879,8	91,6	0,469	334,8	26155,4	94,4	336,0	21836,7	108,0	85,5	1,110	137,013

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2049
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Модернизация	тыс.тг.	**127 045**	71817	19084	14862	10037	11245	0	0	0
Автодороги	тыс.тг.	**732 010**	0	0	0	714673	17337	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**83 670**	12448	19710	17556	17082	16873	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**145 887**	6870	30000	38930	40087	30000	0	0	0
Закуп ОС	тыс.тг.	**1 915 876**	504181	337530	347583	357956	368626	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**3 004 488**	**595317**	**406324**	**418932**	**1139834**	**444081**	**0**	**0**	**0**
ВСЕГО	тыс.тг.	**3 004 488**	**595317**	**406324**	**418932**	**1139834**	**444081**	**0**	**0**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**3 197 688**	**595317**	**418514**	**444068**	**1242419**	**497370**	**0**	**0**	**0**

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**12 841 358**	1 055 966	829 560	757 193	674 153	660 222	633 947	608 222	598 290	590 216	566 578	545 705	537 265	523 292
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**7 224 719**	274 832	307 224	324 241	330 908	330 749	325 320	326 433	334 594	335 583	328 853	333 200	333 587	329 715
Налог на имущество	тыс.тг.	**264 576**	4 028	9 886	13 901	22 567	30 273	28 903	24 568	20 883	17 751	15 088	12 825	10 902	9 267
Прочие налоги	тыс.тг.	**76 955**	2 176	2 285	2 399	2 519	2 645	2 711	2 779	2 849	2 920	2 993	3 068	3 144	3 223
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**36 068 005**	1 459 220	1 773 892	1 772 922	1 758 013	1 645 224	1 579 749	1 515 644	1 490 894	1 470 775	1 411 869	1 730 724	1 703 956	1 659 642
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**38 944 654**	1 927 064	2 321 608	2 294 336	2 273 836	2 127 953	1 993 431	1 865 892	1 939 877	1 867 023	1 748 534	1 769 429	1 699 573	1 614 998
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**16 217 542**	806 386	933 525	920 512	909 277	855 562	823 015	792 244	781 734	772 212	742 601	718 269	708 219	690 767
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	**569**	34	34	34	33	32	30	29	28	28	26	25	25	24
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**13 200 852**	1 379 806	1 380 590	1 280 942	1 111 561	976 016	924 371	847 422	768 271	751 447	706 482	529 037	438 922	418 093
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**776 640**	314 804	236 094	159 815	50 896	10 934	4 098	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**99 933 154**	**5 112 385**	**6 135 578**	**6 011 910**	**5 785 458**	**5 319 166**	**5 047 681**	**4 766 788**	**4 740 840**	**4 627 523**	**4 389 868**	**4 550 873**	**4 361 064**	**4 202 437**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**21 332 540**	1 028 655	1 075 366	1 077 781	1 216 689	1 067 685	955 348	940 071	946 214	943 187	917 878	910 709	963 889	948 122
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**8 491 182**	-27 310	245 806	320 588	542 536	407 462	321 401	331 849	347 924	352 970	351 301	365 004	426 625	424 830
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**112 774 512**	**6 168 351**	**6 965 138**	**6 769 103**	**6 459 611**	**5 979 388**	**5 681 628**	**5 375 011**	**5 339 130**	**5 217 739**	**4 956 445**	**5 096 577**	**4 898 329**	**4 725 729**

Продолжение таблицы П№4.2.2

Составляющие	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
НДС (с выручки)	493 376	470 094	454 234	431 362	396 951	363 880	352 068	341 606	327 067	321 220	308 892
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	312 924	316 471	311 232	305 533	276 328	269 074	256 447	247 979	238 928	244 901	229 660
Налог на имущество	7 877	6 696	5 692	4 838	4 113	3 496	2 972	2 526	2 147	1 825	1 552
Прочие налоги	3 304	3 386	3 471	3 558	3 647	3 738	3 831	3 927	4 025	4 126	4 229
Рентный налог на экспорт нефти	1 564 761	1 490 924	1 440 620	1 563 521	1 438 795	1 318 927	1 276 110	1 315 579	1 259 586	1 237 068	1 189 591
Экспортная таможенная пошлина на нефть	1 591 640	1 479 546	1 394 757	1 378 370	1 237 476	1 175 882	1 109 960	1 112 518	1 039 188	995 717	986 046
НДПИ на добычу нефти	667 355	635 864	614 410	583 473	536 928	492 196	476 217	462 067	442 401	434 492	417 817
НДПИ на добычу газа	22	21	20	19	17	16	15	15	14	14	13
Корпоративный подоходный налог	367 111	297 136	272 315	168 928	173 832	87 283	101 453	76 109	68 618	32 348	42 759
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	**4 021 620**	**3 759 949**	**3 588 284**	**3 576 879**	**3 274 185**	**2 986 731**	**2 874 938**	**2 879 113**	**2 727 839**	**2 629 271**	**2 562 775**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	900 529	880 633	861 775	836 600	767 796	732 108	705 646	686 361	662 966	668 572	637 959
Возврат НДС Государством	407 153	410 538	407 542	405 238	370 846	368 228	353 578	344 755	335 899	347 353	329 068
Недисконированные поступления Государству	**4 514 996**	**4 230 044**	**4 042 518**	**4 008 240**	**3 671 136**	**3 350 611**	**3 227 005**	**3 220 719**	**3 054 906**	**2 950 491**	**2 871 667**

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям														
Нефти														
на экспорт	тыс. тонн	**1054,295**	59,477	71,655	70,813	70,180	65,678	61,526	57,589	55,267	53,192	49,816	46,810	45,0
на внутренний рынок	тыс. тонн	**670,190**	70,166	53,632	47,487	41,078	38,443	36,013	33,709	32,349	31,135	29,159	27,399	26,3
Цена реализации продукции														
Нефти														
на экспорт	тг/тонн		223037,10	225056,01	227606,63	227727,44	227727,44	233420,63	239256,14	245237,55	251368,48	257652,70	264094,01	270696,4
на внутренний рынок	тг/тонн		94059,00	96673,00	99657,00	102571,00	107338,00	110021,45	112771,99	115591,29	118481,07	121443,09	124479,17	127591,2
Производственная прибыль от реализации														
Нефти														
на экспорт	тыс.тг.	**277257718,2**	13265640,74	16126294,02	16117474,95	15981938,74	14956583,60	14361353,43	13778581,36	13553581,73	13370679,55	12835168,95	12362316,57	12171115,0
на внутренний рынок	тыс.тг.	**80258485,0**	6599785,91	5184749,23	4732457,66	4213455,00	4126389,42	3962170,67	3801388,99	3739313,58	3688852,48	3541109,84	3410654,04	3357903,2
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**357 516 203,15**	**19865426,65**	**21311043,25**	**20849932,61**	**20195393,75**	**19082973,02**	**18323524,10**	**17579970,35**	**17292895,31**	**17059532,03**	**16376278,78**	**15772970,61**	**15529018,3**

Продолжение таблицы П№4.2.3

Производственный доход	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	42,7	39,3	36,5	34,4	31,9	28,6	25,6	24,2	22,9	21,4	20,5	19,2
на внутренний рынок	25,0	23,0	21,4	20,2	18,7	16,8	15,0	14,2	13,4	12,5	12,0	11,3
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	277463,8	284400,4	291510,4	298798,1	306268,1	313924,8	321772,9	329817,2	338062,7	346514,2	355177,1	364056,5
на внутренний рынок	130780,9	134050,5	137401,7	140836,8	144357,7	147966,6	151665,8	155457,4	159343,9	163327,5	167410,6	171595,9
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	11854585,7	11176866,5	10649453,6	10290142,9	9772007,3	8992466,1	8243292,1	7975688,3	7738697,4	7409327,0	7276870,4	6997592,2
на внутренний рынок	3270575,6	3083598,8	2938090,3	2838959,6	2696010,6	2480942,0	2274251,5	2200422,0	2135038,3	2044167,9	2007624,3	1930573,9
Итоговый производственный доход	**15125161,2**	**14260465,3**	**13587543,9**	**13129102,5**	**12468017,9**	**11473408,2**	**10517543,6**	**10176110,4**	**9873735,8**	**9453494,9**	**9284494,7**	**8928166,2**

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	**50 818,66**	2 808,10	2 849,41	2 825,05	2 789,74	2 741,29	2 632,20
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	**360 775,54**	19 935,50	20 228,74	20 055,80	19 805,09	19 461,17	18 686,67
Затраты на материалы	тыс.тг.	**3 105 454,11**	171 599,14	174 123,27	172 634,69	170 476,63	167 516,30	160 849,62
Ремонт автодорог	тыс.тг.	**190 329,64**	8 196,04	8 379,37	8 481,29	8 655,67	8 651,51	8 509,50
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	**3 623 044,44**	156 016,82	159 506,67	161 446,62	164 766,08	164 686,87	161 983,67
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**467 963,68**	20 151,62	20 602,38	20 852,95	21 281,70	21 271,47	20 922,31
Ремонт скважин	тыс.тг.	**8 394 124,02**	401 516,89	383 605,38	377 840,80	371 616,78	371 943,36	374 326,09
НИР	тыс.тг.	**2 266 434,54**	97 598,01	99 781,12	100 994,67	103 071,20	103 021,65	101 330,63
Геофизические работы	тыс.тг.	**648 476,93**	27 924,94	28 549,58	28 896,80	29 490,94	29 476,77	28 992,93
Транспортные услуги	тыс.тг.	**8 724 043,21**	375 677,84	384 081,16	388 752,41	396 745,45	396 554,71	390 045,61
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**8 869 821,14**	381 955,38	390 499,12	395 248,43	403 375,03	403 181,10	396 563,23
Охрана труда	тыс.тг.	**3 073 783,88**	132 364,37	135 325,15	136 971,00	139 787,22	139 720,02	137 426,63

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Охрана объектов	тыс.тг.	**5 895 063,16**	166 716,45	175 052,28	183 804,89	192 995,14	202 644,89	207 711,02
Аренда	тыс.тг.	**3 605 356,22**	155 255,13	158 727,94	160 658,41	163 961,67	163 882,84	161 192,85
Расходы на экологию	тыс.тг.	**578 999,95**	24 933,10	25 490,81	25 800,84	26 331,32	26 318,66	25 886,67
Командировочные расходы	тыс.тг.	**99 529,43**	4 285,97	4 381,84	4 435,13	4 526,32	4 524,15	4 449,89
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**59 610 181,27**	2 566 954,73	2 624 373,45	2 656 291,51	2 710 906,85	2 709 603,53	2 665 127,71
Затраты на персонал	тыс.тг.	**5 535 347,92**	238 365,11	243 696,96	246 660,84	251 732,38	251 611,35	247 481,37
Услуги по хранению	тыс.тг.	**1 778,68**	76,59	78,31	79,26	80,89	80,85	79,52
Потери нефти	тыс.тг.	**1 043 696,52**	43 387,74	46 083,14	47 157,46	48 605,17	48 483,72	47 549,47
Услуги по информатизации	тыс.тг.	**467 754,47**	20 142,61	20 593,17	20 843,62	21 272,18	21 261,96	20 912,96
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	тыс.тг.	**1 672 685,72**	41 602,17	51 264,07	57 721,40	62 731,44	66 670,25	68 596,24
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	тыс.тг.	**593 016,73**	25 536,70	26 107,91	26 425,44	26 968,77	26 955,80	26 513,35
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**22 767,43**	0,00	0,00	0,00	22 767,43	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**907 189,88**	0,00	26 892,81	37 649,93	29 649,32	51 886,32	42 546,78
Перфорация	тыс.тг.	**3 654,00**	3 654,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**120 054 011,27**	**5 097 072,60**	**5 220 924,72**	**5 293 309,47**	**5 405 392,28**	**5 413 147,11**	**5 331 133,00**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**7 224 719,02**	274 832,23	307 223,53	324 241,49	330 908,14	330 749,05	325 320,09
Налог на имущество	тыс.тг.	**264 576,24**	4 028,27	9 886,06	13 901,45	22 567,27	30 273,25	28 903,07
Земельный налог	тыс.тг.	**33 842,68**	957,09	1 004,95	1 055,20	1 107,96	1 163,35	1 192,44
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**43 112,28**	1 219,25	1 280,21	1 344,22	1 411,43	1 482,00	1 519,05
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**16 217 542,03**	806 385,51	933 524,68	920 511,62	909 277,18	855 561,63	823 014,70
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	**568,87**	33,66	33,98	33,73	33,00	32,01	30,47
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**143 838 372,39**	**6 184 528,62**	**6 473 878,13**	**6 554 397,18**	**6 670 697,25**	**6 632 408,40**	**6 511 112,81**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**51 126 697,41**	2 447 418,48	2 830 143,74	2 765 579,05	2 700 410,26	2 553 319,64	2 451 704,67
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**36 068 005,32**	1 459 220,48	1 773 892,34	1 772 922,24	1 758 013,26	1 645 224,20	1 579 748,88
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**38 944 654,09**	1 927 063,97	2 321 608,40	2 294 336,41	2 273 835,84	2 127 953,08	1 993 430,74
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**126 139 356,82**	**5 833 702,93**	**6 925 644,48**	**6 832 837,70**	**6 732 259,36**	**6 326 496,92**	**6 024 884,28**
Общие и административные расходы								
Административные расходы	тыс.тг.	**15 945 377,25**	686 645,48	702 004,66	710 542,55	725 151,84	724 803,20	712 906,18
Другие административные расходы	тыс.тг.	**15 945 377,25**	686 645,48	702 004,66	710 542,55	725 151,84	724 803,20	712 906,18
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**2 469 355,37**	**169 597,63**	**165 695,22**	**161 120,04**	**164 760,02**	**151 579,36**	**140 308,12**
Страхование	тыс.тг.	**939 529,66**	60 125,25	61 470,16	62 217,77	63 497,01	63 466,48	62 424,73
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**31 976,88**	5 953,17	4 185,14	4 440,68	12 424,19	4 973,70	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**1 041 141,58**	103 519,21	100 039,92	94 461,60	88 838,82	83 139,18	77 883,39
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**144 554 089,44**	**6 689 946,04**	**7 793 344,35**	**7 704 500,30**	**7 622 171,21**	**7 202 879,49**	**6 878 098,58**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**288 392 461,84**	**12 874 474,66**	**14 267 222,48**	**14 258 897,48**	**14 292 868,46**	**13 835 287,89**	**13 389 211,39**
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг.	**357 516 203,15**	19 865 426,65	21 311 043,25	20 849 932,61	20 195 393,75	19 082 973,02	18 323 524,10
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**288 392 461,84**	12 874 474,66	14 267 222,48	14 258 897,48	14 292 868,46	13 835 287,89	13 389 211,39
Операционный доход	**тыс.тг.**	**69 123 741,31**	**6 990 951,99**	**7 043 820,77**	**6 591 035,13**	**5 902 525,28**	**5 247 685,12**	**4 934 312,70**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**2 684 889,66**	38 443,17	64 375,25	90 566,03	170 868,17	194 975,60	182 621,04
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**66 438 851,65**	**6 952 508,82**	**6 979 445,52**	**6 500 469,10**	**5 731 657,12**	**5 052 709,53**	**4 751 691,66**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**3 119 482,76**	91 920,77	140 871,32	186 324,13	344 720,06	367 605,22	312 456,24
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**66 004 258,56**	6 899 031,22	6 902 949,45	6 404 711,00	5 557 805,23	4 880 079,90	4 621 856,47
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	**66 004 258,56**	6 899 031,22	6 902 949,45	6 404 711,00	5 557 805,23	4 880 079,90	4 621 856,47
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**13 200 851,71**	1 379 806,24	1 380 589,89	1 280 942,20	1 111 561,05	976 015,98	924 371,29
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	**53 237 999,94**	5 572 702,57	5 598 855,63	5 219 526,90	4 620 096,07	4 076 693,55	3 827 320,37
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**776 639,85**	314 803,90	236 094,31	159 814,75	50 895,68	10 933,66	4 097,54
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**52 461 360,09**	**5 257 898,67**	**5 362 761,32**	**5 059 712,15**	**4 569 200,39**	**4 065 759,88**	**3 823 222,83**

Продолжение таблицы П№4.2.4

Составляющие	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	2 525,38	2 484,14	2 450,62	2 352,47	2 265,81	2 230,76	2 172,75	2 048,53	1 951,87
Затраты на химреагенты	17 928,38	17 635,62	17 397,63	16 700,84	16 085,57	15 836,78	15 424,92	14 543,09	13 856,83
Затраты на материалы	154 322,48	151 802,44	149 753,91	143 756,10	138 460,07	136 318,58	132 773,39	125 182,82	119 275,71
Ремонт автодорог	8 538,61	8 752,08	8 777,96	8 601,91	8 715,62	8 725,75	8 624,47	8 185,26	8 278,03
Ремонт зданий и сооружений	162 537,83	166 601,27	167 093,91	163 742,85	165 907,27	166 100,19	164 172,24	155 811,61	157 577,48
Ремонт прочего оборудования	20 993,89	21 518,74	21 582,37	21 149,54	21 429,10	21 454,02	21 205,00	20 125,11	20 353,20
Ремонт скважин	396 493,79	428 756,49	407 115,21	374 436,52	414 936,00	402 796,31	384 574,18	323 230,10	392 249,54
НИР	101 677,29	104 219,22	104 527,40	102 431,11	103 785,08	103 905,76	102 699,71	97 469,64	98 574,29
Геофизические работы	29 092,12	29 819,42	29 907,60	29 307,80	29 695,20	29 729,73	29 384,65	27 888,21	28 204,28
Транспортные услуги	391 379,97	401 164,47	402 350,71	394 281,59	399 493,36	399 957,89	395 315,52	375 183,71	379 435,79
Техобслуживание и содержание ОС	397 919,90	407 867,89	409 073,95	400 870,00	406 168,85	406 641,14	401 921,20	381 452,99	385 776,13
Охрана труда	137 896,78	141 344,20	141 762,15	138 919,12	140 755,41	140 919,08	139 283,41	132 190,27	133 688,43
Охрана объектов	212 903,79	218 226,39	223 682,04	229 274,10	235 005,95	240 881,10	246 903,12	253 075,70	259 402,60
Аренда	161 744,30	165 787,90	166 278,14	162 943,44	165 097,29	165 289,26	163 370,72	155 050,92	156 808,16
Расходы на экологию	25 975,22	26 624,61	26 703,33	26 167,80	26 513,70	26 544,53	26 236,42	24 900,31	25 182,51
Командировочные расходы	4 465,11	4 576,74	4 590,27	4 498,22	4 557,67	4 562,97	4 510,01	4 280,33	4 328,84
Затраты на оплату труда ОПП	2 674 245,25	2 741 101,39	2 749 206,79	2 694 071,60	2 729 682,89	2 732 856,94	2 701 136,28	2 563 578,42	2 592 632,30
Затраты на персонал	248 328,01	254 536,21	255 288,87	250 169,07	253 475,90	253 770,64	250 825,09	238 051,59	240 749,51
Услуги по хранению	79,80	81,79	82,03	80,39	81,45	81,54	80,60	76,49	77,36
Потери нефти	47 333,52	48 120,17	48 133,82	47 106,39	47 361,17	47 315,26	46 723,04	44 737,37	44 860,06
Услуги по информатизации	20 984,51	21 509,12	21 572,72	21 140,08	21 419,52	21 444,42	21 195,52	20 116,11	20 344,10
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	69 961,18	72 815,14	75 670,67	76 138,69	76 646,60	78 831,63	79 993,24	78 433,45	77 633,48
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	26 604,05	27 269,15	27 349,78	26 801,29	27 155,56	27 187,13	26 871,57	25 503,11	25 792,14
Перевод на другой нефтяной горизонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	21 805,22	0,00	22 909,11	46 963,68	12 034,44	24 670,61	37 931,06	77 758,68	13 283,77
Перфорация	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	**5 346 589,45**	**5 473 739,00**	**5 494 418,30**	**5 392 838,12**	**5 457 807,53**	**5 469 142,97**	**5 414 290,33**	**5 159 277,78**	**5 210 838,27**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	326 433,02	334 593,85	335 583,24	328 853,13	333 200,04	333 587,49	329 715,49	312 924,42	316 470,90
Налог на имущество	24 567,78	20 882,85	17 750,69	15 088,37	12 825,40	10 901,88	9 266,87	7 877,10	6 695,78
Земельный налог	1 222,25	1 252,81	1 284,13	1 316,23	1 349,13	1 382,86	1 417,43	1 452,87	1 489,19
Прочие налоги и фонды	1 557,03	1 595,95	1 635,85	1 676,75	1 718,67	1 761,63	1 805,67	1 850,82	1 897,09
НДПИ на добычу нефти	792 244,27	781 734,23	772 211,65	742 600,54	718 268,74	708 219,36	690 766,90	667 355,45	635 864,35
НДПИ на добычу газа	28,81	28,19	27,77	26,33	24,98	24,59	23,91	22,47	21,35
Итого производственных затрат	**6 492 642,61**	**6 613 826,86**	**6 622 911,62**	**6 482 399,46**	**6 525 194,50**	**6 525 020,78**	**6 447 286,61**	**6 150 760,91**	**6 173 276,92**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	2 352 216,48	2 313 805,57	2 282 581,35	2 191 161,42	2 110 438,22	2 436 070,43	2 372 716,50	2 237 069,79	2 131 507,17
Рентный налог на экспорт нефти	1 515 643,95	1 490 893,99	1 470 774,75	1 411 868,58	1 730 724,32	1 703 956,11	1 659 641,99	1 564 761,30	1 490 923,51
Экспортная таможенная пошлина на нефть	1 865 891,64	1 939 877,18	1 867 023,44	1 748 533,73	1 769 428,85	1 699 572,69	1 614 997,64	1 591 640,32	1 479 545,52
Итого расходы по реализации	**5 733 752,07**	**5 744 576,74**	**5 620 379,54**	**5 351 563,74**	**5 610 591,39**	**5 839 599,23**	**5 647 356,13**	**5 393 471,42**	**5 101 976,20**
Общие и административные расходы									
Административные расходы	715 345,07	733 228,70	735 396,85	720 648,51	730 174,32	731 023,36	722 538,27	685 742,34	693 514,08
Другие административные расходы	715 345,07	733 228,70	735 396,85	720 648,51	730 174,32	731 023,36	722 538,27	685 742,34	693 514,08
Общехозяйственные расходы	**135 538,72**	**134 165,22**	**131 727,62**	**126 162,91**	**123 192,48**	**120 927,44**	**117 352,15**	**109 794,51**	**60 726,69**
Страхование	62 638,29	64 204,25	64 394,10	63 102,68	63 936,80	64 011,14	63 268,15	60 046,17	60 726,69
Затраты на обучение персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	72 900,43	69 960,97	67 333,52	63 060,23	59 255,68	56 916,30	54 084,00	49 748,34	0,00
Итого не производственные затраты	**6 584 635,87**	**6 611 970,66**	**6 487 504,01**	**6 198 375,16**	**6 463 958,19**	**6 691 550,02**	**6 487 246,55**	**6 189 008,26**	**5 856 216,97**
Итого затраты	**13 077 278,48**	**13 225 797,52**	**13 110 415,63**	**12 680 774,62**	**12 989 152,69**	**13 216 570,80**	**12 934 533,17**	**12 339 769,17**	**12 029 493,89**
Доходы (убытки)									
Производственный доход	17 579 970,35	17 292 895,31	17 059 532,03	16 376 278,78	15 772 970,61	15 529 018,27	15 125 161,23	14 260 465,27	13 587 543,90
Расходы на реализованную продукцию	13 077 278,48	13 225 797,52	13 110 415,63	12 680 774,62	12 989 152,69	13 216 570,80	12 934 533,17	12 339 769,17	12 029 493,89
Операционный доход	**4 502 691,87**	**4 067 097,79**	**3 949 116,40**	**3 695 504,16**	**2 783 817,92**	**2 312 447,48**	**2 190 628,06**	**1 920 696,10**	**1 558 050,01**

Составляющие	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	170 915,10	164 002,91	157 827,09	147 800,45	138 875,02	133 384,03	126 740,50	116 577,22	108 364,05
Балансовая прибыль	**4 331 776,77**	**3 903 094,88**	**3 791 289,30**	**3 547 703,71**	**2 644 942,90**	**2 179 063,44**	**2 063 887,57**	**1 804 118,89**	**1 449 685,95**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	265 582,57	225 742,06	191 879,10	163 096,61	138 632,19	117 837,90	100 163,05	85 139,60	72 369,77
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	4 237 109,30	3 841 355,73	3 757 237,30	3 532 407,56	2 645 185,73	2 194 609,58	2 090 465,01	1 835 556,50	1 485 680,23
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	4 237 109,30	3 841 355,73	3 757 237,30	3 532 407,56	2 645 185,73	2 194 609,58	2 090 465,01	1 835 556,50	1 485 680,23
Корпоративный подоходный налог	847 421,86	768 271,15	751 447,46	706 481,51	529 037,15	438 921,92	418 093,00	367 111,30	297 136,05
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	3 484 354,91	3 134 823,74	3 039 841,84	2 841 222,20	2 115 905,75	1 740 141,53	1 645 794,56	1 437 007,59	1 152 549,90
Налог на сверхприбыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	**3 484 354,91**	**3 134 823,74**	**3 039 841,84**	**2 841 222,20**	**2 115 905,75**	**1 740 141,53**	**1 645 794,56**	**1 437 007,59**	**1 152 549,90**

Продолжение таблицы П№4.2.4

Составляющие	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)									
Затраты на электроэнергию	1 886,01	1 791,05	1 648,17	1 510,86	1 461,81	1 418,37	1 358,01	1 333,73	1 282,54
Затраты на химреагенты	13 389,31	12 715,12	11 700,80	10 725,99	10 377,79	10 069,42	9 640,85	9 468,50	9 105,11
Затраты на материалы	115 251,37	109 448,16	100 717,16	92 326,29	89 329,08	86 674,74	82 985,73	81 502,20	78 374,23
Ремонт автодорог	8 140,99	7 991,93	7 228,00	7 038,26	6 707,96	6 486,47	6 249,71	6 405,96	6 007,29
Ремонт зданий и сооружений	154 968,93	152 131,47	137 589,49	133 977,77	127 690,22	123 474,03	118 967,23	121 941,41	114 352,50
Ремонт прочего оборудования	20 016,27	19 649,77	17 771,49	17 304,99	16 492,87	15 948,29	15 366,18	15 750,33	14 770,12
Ремонт скважин	357 972,49	349 648,96	239 651,89	300 809,91	268 499,51	271 551,11	258 797,26	313 822,15	227 933,28
НИР	96 942,49	95 167,48	86 070,59	83 811,24	79 877,99	77 240,51	74 421,23	76 281,76	71 534,44
Геофизические работы	27 737,38	27 229,52	24 626,70	23 980,24	22 854,86	22 100,21	21 293,56	21 825,90	20 467,58
Транспортные услуги	373 154,59	366 322,18	331 306,09	322 609,31	307 469,31	297 317,02	286 464,95	293 626,57	275 353,00
Техобслуживание и содержание ОС	379 389,97	372 443,39	336 842,18	328 000,08	312 607,09	302 285,16	291 251,75	298 533,04	279 954,13
Охрана труда	131 475,34	129 068,05	116 730,66	113 666,48	108 332,13	104 755,13	100 931,57	103 454,85	97 016,44
Охрана объектов	265 887,66	272 534,85	279 348,22	286 331,93	293 490,23	300 827,48	308 348,17	316 056,87	323 958,30
Аренда	154 212,35	151 388,75	136 917,76	133 323,67	127 066,81	122 871,21	118 386,41	121 346,07	113 794,22
Расходы на экологию	24 765,64	24 312,18	21 988,22	21 411,03	20 406,22	19 732,43	19 012,19	19 487,50	18 274,71
Командировочные расходы	4 257,18	4 179,24	3 779,75	3 680,53	3 507,81	3 391,98	3 268,17	3 349,88	3 141,40
Затраты на оплату труда ОПП	2 549 713,73	2 503 028,83	2 263 768,72	2 204 344,79	2 100 895,28	2 031 526,09	1 957 375,39	2 006 309,78	1 881 449,01
Затраты на персонал	236 764,13	232 429,01	210 211,53	204 693,48	195 087,25	188 645,69	181 760,12	186 304,12	174 709,67
Услуги по хранению	76,08	74,69	67,55	65,77	62,69	60,62	58,41	59,87	56,14
Потери нефти	44 121,97	43 201,46	39 518,68	38 285,50	36 762,60	35 721,38	34 560,36	35 188,31	33 378,77
Услуги по информатизации	20 007,32	19 640,99	17 763,54	17 297,25	16 485,49	15 941,16	15 359,31	15 743,29	14 763,52
Обучение студентов, связанное с контрактными обязательствами	77 770,90	76 394,98	72 672,13	68 771,09	68 636,57	68 655,45	67 847,03	68 845,87	68 382,05
Услуги по комплексному обслуживанию АЗС	25 365,18	24 900,75	22 520,53	21 929,36	20 900,22	20 210,12	19 472,45	19 959,26	18 717,12
Перевод на другой нефтяной горизонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	40 847,61	41 868,80	114 441,37	43 988,40	60 117,48	46 215,32	47 370,70	0,00	66 358,45
Перфорация	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	**5 134 462,57**	**5 047 719,82**	**4 604 068,45**	**4 488 830,26**	**4 303 645,46**	**4 181 364,08**	**4 048 490,49**	**4 144 739,57**	**3 920 769,65**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	311 232,02	305 533,41	276 328,01	269 074,40	256 446,78	247 979,20	238 927,96	244 901,16	229 659,97
Налог на имущество	5 691,64	4 838,11	4 112,58	3 495,87	2 971,66	2 526,06	2 147,28	1 825,31	1 551,63
Земельный налог	1 526,42	1 564,58	1 603,70	1 643,79	1 684,88	1 727,01	1 770,18	1 814,44	1 859,80
Прочие налоги и фонды	1 944,51	1 993,13	2 042,95	2 094,03	2 146,38	2 200,04	2 255,04	2 311,41	2 369,20
НДПИ на добычу нефти	614 410,39	583 473,22	536 927,88	492 195,72	476 217,47	462 067,07	442 400,80	434 492,00	417 816,68
НДПИ на добычу газа	20,47	19,11	17,46	15,84	15,09	14,51	13,92	13,79	13,41
Итого производственных затрат	**6 069 288,02**	**5 945 141,37**	**5 425 101,04**	**5 257 349,92**	**5 043 127,71**	**4 897 877,95**	**4 736 005,68**	**4 830 097,69**	**4 574 040,34**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг									
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	2 059 590,48	1 955 884,72	1 799 858,16	1 649 909,65	1 596 348,27	1 548 914,12	1 482 990,03	1 456 478,61	1 400 580,59
Рентный налог на экспорт нефти	1 440 620,00	1 563 521,17	1 438 794,58	1 318 926,74	1 276 110,14	1 315 578,57	1 259 585,59	1 237 067,96	1 189 590,68

Составляющие	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Экспортная таможенная пошлина на нефть	1 394 756,98	1 378 369,90	1 237 476,45	1 175 882,41	1 109 960,48	1 112 517,69	1 039 187,60	995 717,10	986 046,03
Итого расходы по реализации	**4 894 967,46**	**4 897 775,79**	**4 476 129,19**	**4 144 718,80**	**3 982 418,89**	**3 977 010,38**	**3 781 763,22**	**3 689 263,67**	**3 576 217,29**
Общие и административные расходы									
Административные расходы	682 033,61	669 545,67	605 544,98	589 649,43	561 977,28	543 421,43	523 586,55	536 676,21	503 276,68
Другие административные расходы	682 033,61	669 545,67	605 544,98	589 649,43	561 977,28	543 421,43	523 586,55	536 676,21	503 276,68
Общехозяйственные расходы	**59 721,42**	**58 627,93**	**53 023,79**	**51 631,91**	**49 208,83**	**47 584,01**	**45 847,20**	**46 993,38**	**44 068,79**
Страхование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	**5 636 722,49**	**5 625 949,39**	**5 134 697,96**	**4 786 000,13**	**4 593 605,01**	**4 568 015,83**	**4 351 196,96**	**4 272 933,26**	**4 123 562,77**
Итого затраты	**11 706 010,51**	**11 571 090,76**	**10 559 799,00**	**10 043 350,06**	**9 636 732,72**	**9 465 893,78**	**9 087 202,64**	**9 103 030,95**	**8 697 603,10**
Доходы (убытки)									
Производственный доход	13 129 102,45	12 468 017,88	11 473 408,17	10 517 543,65	10 176 110,37	9 873 735,78	9 453 494,90	9 284 494,68	8 928 166,16
Расходы на реализованную продукцию	11 706 010,51	11 571 090,76	10 559 799,00	10 043 350,06	9 636 732,72	9 465 893,78	9 087 202,64	9 103 030,95	8 697 603,10
Операционный доход	**1 423 091,94**	**896 927,12**	**913 609,17**	**474 193,59**	**539 377,65**	**407 842,00**	**366 292,27**	**181 463,73**	**230 563,06**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	102 151,04	94 639,59	84 965,24	75 986,72	71 725,26	67 895,22	63 419,09	60 764,96	57 006,92
Балансовая прибыль	**1 320 940,90**	**802 287,53**	**828 643,93**	**398 206,88**	**467 652,40**	**339 946,78**	**302 873,17**	**120 698,78**	**173 556,13**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	61 515,45	52 289,27	44 446,98	37 780,99	32 114,84	27 298,54	23 204,63	19 724,73	16 766,75
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	1 361 576,49	844 637,85	869 162,18	436 412,60	507 262,81	380 543,46	343 087,64	161 739,01	213 796,31
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	1 361 576,49	844 637,85	869 162,18	436 412,60	507 262,81	380 543,46	343 087,64	161 739,01	213 796,31
Корпоративный подоходный налог	272 315,30	168 927,57	173 832,44	87 282,52	101 452,56	76 108,69	68 617,53	32 347,80	42 759,26
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	1 048 625,61	633 359,96	654 811,49	310 924,36	366 199,83	263 838,08	234 255,65	88 350,98	130 796,87
Налог на сверхприбыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	**1 048 625,61**	**633 359,96**	**654 811,49**	**310 924,36**	**366 199,83**	**263 838,08**	**234 255,65**	**88 350,98**	**130 796,87**

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

Составляющие	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
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	**357 516 203**	19 865 427	21 311 043	20 849 933	20 195 394	19 082 973	18 323 524	17 579 970	17 292 895	17 059 532	16 376 279	15 772 971	15 529 018
Итого приток средств	тыс.тг.	**357 516 203**	19 865 427	21 311 043	20 849 933	20 195 394	19 082 973	18 323 524	17 579 970	17 292 895	17 059 532	16 376 279	15 772 971	15 529 018
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**288 392 462**	12 874 475	14 267 222	14 258 897	14 292 868	13 835 288	13 389 211	13 077 278	13 225 798	13 110 416	12 680 775	12 989 153	13 216 571
прямые затраты	тыс.тг.	**120 054 011**	5 097 073	5 220 925	5 293 309	5 405 392	5 413 147	5 331 133	5 346 589	5 473 739	5 494 418	5 392 838	5 457 808	5 469 143
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**23 784 361**	1 087 456	1 252 953	1 261 088	1 265 305	1 219 261	1 179 980	1 146 053	1 140 088	1 128 493	1 089 561	1 067 387	1 055 878
расходы периода	тыс.тг.	**144 554 089**	6 689 946	7 793 344	7 704 500	7 622 171	7 202 879	6 878 099	6 584 636	6 611 971	6 487 504	6 198 375	6 463 958	6 691 550
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**3 197 688**	**595 317**	**418 514**	**444 068**	**1 242 419**	**497 370**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**3 197 688**	**595 317**	**418 514**	**444 068**	**1 242 419**	**497 370**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**13 200 852**	1 379 806	1 380 590	1 280 942	1 111 561	976 016	924 371	847 422	768 271	751 447	706 482	529 037	438 922
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**776 640**	314 804	236 094	159 815	50 896	10 934	4 098	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	**305 567 641**	15 164 402	16 302 420	16 143 722	16 697 744	15 319 608	14 317 680	13 924 700	13 994 069	13 861 863	13 387 256	13 518 190	13 655 493
Поток денежной наличности	**тыс.тг.**	**51 948 562**	**4 701 025**	**5 008 623**	**4 706 211**	**3 497 650**	**3 763 365**	**4 005 844**	**3 655 270**	**3 298 827**	**3 197 669**	**2 989 023**	**2 254 781**	**1 873 526**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**30 037 183**	4 701 025	4 518 379	3 830 011	2 567 847	2 492 491	2 393 401	1 970 177	1 604 019	1 402 645	1 182 791	804 910	603 347
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**25 895 999**	4 701 025	4 355 324	3 558 571	2 299 761	2 151 716	1 991 612	1 580 274	1 240 151	1 045 324	849 667	557 347	402 702
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**22 314 526**	4 701 025	4 173 852	3 268 202	2 024 103	1 814 894	1 609 859	1 224 143	920 642	743 676	579 293	364 160	252 154
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**51 948 562**	4 701 025	9 709 647	14 415 858	17 913 508	21 676 873	25 682 716	29 337 987	32 636 813	35 834 482	38 823 505	41 078 286	42 951 811
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**30 037 183**	4 701 025	9 219 403	13 049 414	15 617 261	18 109 752	20 503 153	22 473 330	24 077 350	25 479 995	26 662 786	27 467 696	28 071 043

Составляющие	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
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**25 895 999**	4 701 025	9 056 349	12 614 920	14 914 682	17 066 398	19 058 010	20 638 284	21 878 435	22 923 759	23 773 426	24 330 773	24 733 475
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**22 314 526**	4 701 025	8 874 877	12 143 079	14 167 182	15 982 076	17 591 935	18 816 077	19 736 719	20 480 395	21 059 687	21 423 847	21 676 001

Продолжение таблицы П№4.2.5

Составляющие	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Выручка от реализации (без НДС)	15 125 161	14 260 465	13 587 544	13 129 102	12 468 018	11 473 408	10 517 544	10 176 110	9 873 736	9 453 495	9 284 495	8 928 166	8 605 765
Итого приток средств	15 125 161	14 260 465	13 587 544	13 129 102	12 468 018	11 473 408	10 517 544	10 176 110	9 873 736	9 453 495	9 284 495	8 928 166	8 605 765
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	12 934 533	12 339 769	12 029 494	11 706 011	11 571 091	10 559 799	10 043 350	9 636 733	9 465 894	9 087 203	9 103 031	8 697 603	8 639 739
прямые затраты	5 414 290	5 159 278	5 210 838	5 134 463	5 047 720	4 604 068	4 488 830	4 303 645	4 181 364	4 048 490	4 144 740	3 920 770	4 011 016
налоги и платежи, относимые на вычеты	1 032 996	991 483	962 439	934 825	897 422	821 033	768 520	739 482	716 514	687 515	685 358	653 271	643 797
расходы периода	6 487 247	6 189 008	5 856 217	5 636 722	5 625 949	5 134 698	4 786 000	4 593 605	4 568 016	4 351 197	4 272 933	4 123 563	3 984 926
Капитальные Вложения (без НДС)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	418 093	367 111	297 136	272 315	168 928	173 832	87 283	101 453	76 109	68 618	32 348	42 759	0
Налог на сверхприбыль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	13 352 626	12 706 880	12 326 630	11 978 326	11 740 018	10 733 631	10 130 633	9 738 185	9 542 002	9 155 820	9 135 379	8 740 362	8 639 739
Поток денежной наличности	**1 772 535,06**	**1 553 584,80**	**1 260 913,96**	**1 150 776,64**	**727 999,55**	**739 776,73**	**386 911,07**	**437 925,09**	**331 733,31**	**297 674,74**	**149 115,93**	**187 803,79**	**-33 974,24**
Чистая приведенная стоимость:													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	514 952	407 165	298 116	245 446	140 075	128 409	60 585	61 862	42 274	34 221	15 465	17 570	-2 867
при ставке дисконта в 15%	331 299	252 501	178 203	141 424	77 798	68 744	31 264	30 771	20 269	15 816	6 889	7 545	-1 187
при ставке дисконта в 20%	198 802	145 204	98 208	74 692	39 376	33 344	14 533	13 707	8 653	6 470	2 701	2 835	-427
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	44 724 346	46 277 931	47 538 845	48 689 622	49 417 621	50 157 398	50 544 309	50 982 234	51 313 967	51 611 642	51 760 758	51 948 562	51 914 588
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	28 585 994	28 993 160	29 291 276	29 536 722	29 676 797	29 805 205	29 865 791	29 927 652	29 969 927	30 004 148	30 019 612	30 037 183	30 034 315
при ставке дисконта в 15%	25 064 774	25 317 275	25 495 478	25 636 902	25 714 700	25 783 444	25 814 709	25 845 480	25 865 749	25 881 564	25 888 454	25 895 999	25 894 812
при ставке дисконта в 20%	21 874 803	22 020 007	22 118 215	22 192 907	22 232 283	22 265 627	22 280 160	22 293 867	22 302 520	22 308 991	22 311 692	22 314 526	22 314 099

НДЦС РК 8.01-08-2022 Форма 4*

Наименование стройки Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений ЮВК

Наименование объекта Демонтаж технологических оборудований и материалов.ЖайыкМГ

Локальная смета № 02-01-1
(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудований и материалов.ЮВК
(наименование работ и затрат)

Основание: Дефектная ведомость

Сметная стоимость	906 940,53	тыс. тенге
Средства на оплату труда	535 970,81	тыс. тенге
Нормативная трудоемкость	105,83	тыс. чел.-ч

Составлен(а) в ценах 1-квартала 2026 года

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:				**906 940 530**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			405 188 118
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*212 442 458*
		машины и механизмы	тенге			453 448 372
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*130 782 692*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			9 547 461
		перевозки	тенге			38 756 579
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	105 830		
	Раздел 1:	**Демонтаж промыслового оборудования**				**131 246 559**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			90 994 558
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*51 623 557*
		машины и механизмы	тенге			30 600 561
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*8 294 678*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			1 143 412
		перевозки	тенге			8 508 028
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	19 709		
1	**1337-0102-0111** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование массой 13 т (Станок-качалка). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**116**	**726 275**	**84 247 900**
		из них:				
1.1		затраты на труд рабочих			562 665	65 269 140

		в том числе оплата труда рабочих			*322 232*	*37 378 912*
1.1.1	007-0140	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	12 787,84	5 104	65 269 135
1.2		машины и механизмы			156 619	18 167 804
		в том числе оплата труда машинистов			*40 555*	*4 704 380*
1.2.1	314-104-0302	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	275,4304	13 277	3 656 889
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*275,4304*	*3 494*	*962 354*
1.2.2	314-103-0302	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	671,9764	16 454	11 056 700
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*671,9764*	*4 175*	*2 805 501*
1.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	448,804	57	25 582
1.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	612,9556	353	216 373
1.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	268,0528	11 963	3 206 716
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*268,0528*	*3 494*	*936 576*
1.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	59,6356	93	5 546
1.3		материалы, изделия и конструкции			6 991	810 956
1.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	684,4	609	416 800
1.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	406	242	98 252
1.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,9048	327 064	295 928
2	**1109-0303-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 1000 м³, в количестве 3шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5**	**т конструкций**	**105**	**141 704**	**14 878 920**
	ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	*Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*				
		из них:				
2.1		затраты на труд рабочих			82 958	8 710 590
		в том числе оплата труда рабочих			*43 018*	*4 516 890*
2.1.1	002-0150	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 5). Работы по устройству несущих и ограждающих конструкций	чел.-ч	1 292,76	6 738	8 710 617
2.2		машины и механизмы			57 798	6 068 790
		в том числе оплата труда машинистов			*15 486*	*1 626 030*
2.2.1	315-103-0101	Выпрямители сварочные однопостовые с номинальным сварочным током 315-500 А	маш.-ч	365,148	663	242 093
2.2.2	314-104-0302	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	296,8812	13 277	3 941 692
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*296,8812*	*3 494*	*1 037 303*
2.2.3	314-502-0306	Лебедки электрические тяговым усилием свыше 49,05 до 78,48 кН (8 т)	маш.-ч	12,7008	5 849	74 287
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,7008*	*2 446*	*31 066*
2.2.4	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	63,504	57	3 620
2.2.5	334-101-0102	Тракторы на гусеничном ходу мощностью 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	107,9568	11 535	1 245 282
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*107,9568*	*3 494*	*377 201*
2.2.6	315-203-0601	Узлы вакуумные испытательные для контроля герметичности шва	маш.-ч	4,7628	2 498	11 897
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 0,4	*чел.-ч*	*4,7628*	*391,2*	*1 863*

2.2.7	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	16,6698	13 242	220 741
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*16,6698*	*4 175*	*69 596*
2.2.8	315-102-0102	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 5 м³/мин	маш.-ч	11,907	8 691	103 484
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,907*	*2 923*	*34 804*
2.2.9	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	25,4016	8 533	216 752
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*25,4016*	*2 923*	*74 249*
2.2.10	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	97,6374	93	9 080
2.3		материалы, изделия и конструкции			948	99 540
2.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	58,8	609	35 809
2.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	18,375	242	4 447
2.3.3	261-107-0573	Электроды, d=8 мм, Э46 СТ РК ISO 2560-2012	т	0,21	282 532	59 332
3	**1337-0101-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 7,92 т (РГС 100м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**6**	**417 515**	**2 505 090**
		из них:				
3.1		затраты на труд рабочих			308 687	1 852 122
		в том числе оплата труда рабочих			*176 780*	*1 060 680*
3.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	387,96	4 774	1 852 121
3.2		машины и механизмы			105 382	632 292
		в том числе оплата труда машинистов			*28 219*	*169 314*
3.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	11,0346	11 736	129 502
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,0346*	*3 494*	*38 555*
3.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	22,3236	16 476	367 804
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*22,3236*	*4 175*	*93 201*
3.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	12,72	57	725
3.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	15,741	353	5 557
3.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	10,7484	11 963	128 583
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*10,7484*	*3 494*	*37 555*
3.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	1,2402	93	115
3.3		материалы, изделия и конструкции			3 446	20 676
3.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	15,6	609	9 500
3.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	2,4	242	581
3.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0324	327 064	10 597
4	**1337-0101-0111** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 13 т (РВС 200м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**510 162**	**1 020 324**
		из них:				

4.1		затраты на труд рабочих			366 882	733 764
		в том числе оплата труда рабочих			*210 108*	*420 216*
4.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	153,7	4 774	733 764
4.2		машины и механизмы			139 834	279 668
		в том числе оплата труда машинистов			*37 092*	*74 184*
4.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	4,0386	11 736	47 397
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,0386*	*3 494*	*14 111*
4.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	11,0982	16 476	182 854
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,0982*	*4 175*	*46 335*
4.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	4,24	57	242
4.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	5,8512	353	2 065
4.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	3,9326	11 963	47 046
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,9326*	*3 494*	*13 741*
4.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,6572	93	61
4.3		материалы, изделия и конструкции			3 446	6 892
4.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	5,2	609	3 167
4.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,8	242	194
4.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0108	327 064	3 532
5	**1337-0101-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 6 т (Емкость 50м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**5**	**417 515**	**2 087 575**
		из них:				
5.1		затраты на труд рабочих			308 687	1 543 435
		в том числе оплата труда рабочих			*176 780*	*883 900*
5.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	323,3	4 774	1 543 434
5.2		машины и механизмы			105 382	526 910
		в том числе оплата труда машинистов			*28 219*	*141 095*
5.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	9,1955	11 736	107 918
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*9,1955*	*3 494*	*32 129*
5.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	18,603	16 476	306 503
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*18,603*	*4 175*	*77 668*
5.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	10,6	57	604
5.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	13,1175	353	4 630
5.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	8,957	11 963	107 153
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*8,957*	*3 494*	*31 296*
5.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	1,0335	93	96
5.3		материалы, изделия и конструкции			3 446	17 230
5.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	13	609	7 917

5.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	2	242	484
5.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,027	327 064	8 831
6	**1337-0101-0108** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 3 т (Емкость 25 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**3**	**259 632**	**778 896**
		из них:				
6.1		затраты на труд рабочих			211 526	634 578
		в том числе оплата труда рабочих			*121 138*	*363 414*
6.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	132,924	4 774	634 579
6.2		машины и механизмы			43 724	131 172
		в том числе оплата труда машинистов			*11 786*	*35 358*
6.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	2,3214	11 736	27 244
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,3214*	*3 494*	*8 111*
6.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	4,9449	16 476	81 472
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,9449*	*4 175*	*20 645*
6.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	6,36	57	363
6.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	7,8705	353	2 778
6.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	2,2578	8 533	19 266
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,2578*	*2 923*	*6 600*
6.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,5565	93	52
6.3		материалы, изделия и конструкции			4 382	13 146
6.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	10,8	609	6 577
6.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	1,2	242	290
6.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0192	327 064	6 280
7	**1337-0101-0108** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 3 т (ЕП 16 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**259 632**	**259 632**
		из них:				
7.1		затраты на труд рабочих			211 526	211 526
		в том числе оплата труда рабочих			*121 138*	*121 138*
7.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	44,308	4 774	211 526
7.2		машины и механизмы			43 724	43 724
		в том числе оплата труда машинистов			*11 786*	*11 786*
7.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	0,7738	11 736	9 081
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,7738*	*3 494*	*2 704*

7.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	1,6483	16 476	27 157
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,6483*	*4 175*	*6 882*
7.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
7.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,6235	353	926
7.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,7526	8 533	6 422
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,7526*	*2 923*	*2 200*
7.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,1855	93	17
7.3		материалы, изделия и конструкции			4 382	4 382
7.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	3,6	609	2 192
7.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
7.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0064	327 064	2 093
8	**1337-0101-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 6 т (Емкость 12,5м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**3**	**417 515**	**1 252 545**
		из них:				
8.1		затраты на труд рабочих			308 687	926 061
		в том числе оплата труда рабочих			*176 780*	*530 340*
8.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	193,98	4 774	926 061
8.2		машины и механизмы			105 382	316 146
		в том числе оплата труда машинистов			*28 219*	*84 657*
8.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	5,5173	11 736	64 751
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,5173*	*3 494*	*19 277*
8.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	11,1618	16 476	183 902
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,1618*	*4 175*	*46 601*
8.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	6,36	57	363
8.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	7,8705	353	2 778
8.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	5,3742	11 963	64 292
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,3742*	*3 494*	*18 777*
8.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,6201	93	58
8.3		материалы, изделия и конструкции			3 446	10 338
8.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	7,8	609	4 750
8.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	1,2	242	290
8.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0162	327 064	5 298
9	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 4 т (Емкость 20 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**328 337**	**328 337**
		из них:				

9.1		затраты на труд рабочих			253 022	253 022
		в том числе оплата труда рабочих			*144 902*	*144 902*
9.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	53	4 774	253 022
9.2		машины и механизмы			70 802	70 802
		в том числе оплата труда машинистов			*18 991*	*18 991*
9.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	1,0706	11 736	12 565
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0706*	*3 494*	*3 741*
9.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	2,9256	16 476	48 202
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,9256*	*4 175*	*12 214*
9.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
9.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,9256	353	1 033
9.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,0388	8 533	8 864
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0388*	*2 923*	*3 036*
9.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,1855	93	17
9.3		материалы, изделия и конструкции			4 513	4 513
9.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	3,6	609	2 192
9.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
9.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0068	327 064	2 224
10	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 4,56 т (Емкость 30 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**328 337**	**328 337**
		из них:				
10.1		затраты на труд рабочих			253 022	253 022
		в том числе оплата труда рабочих			*144 902*	*144 902*
10.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	53	4 774	253 022
10.2		машины и механизмы			70 802	70 802
		в том числе оплата труда машинистов			*18 991*	*18 991*
10.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	1,0706	11 736	12 565
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0706*	*3 494*	*3 741*
10.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	2,9256	16 476	48 202
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,9256*	*4 175*	*12 214*
10.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
10.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,9256	353	1 033
10.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,0388	8 533	8 864
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0388*	*2 923*	*3 036*
10.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,1855	93	17
10.3		материалы, изделия и конструкции			4 513	4 513
10.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	3,6	609	2 192

10.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
10.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0068	327 064	2 224
11	**1337-0101-0107** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 2 т (Газовый сепаратор ГС). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**214 382**	**428 764**
		из них:				
11.1		затраты на труд рабочих			168 766	337 532
		в том числе оплата труда рабочих			*96 650*	*193 300*
11.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	70,702	4 774	337 531
11.2		машины и механизмы			41 234	82 468
		в том числе оплата труда машинистов			*11 019*	*22 038*
11.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	1,3038	11 736	15 301
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,3038*	*3 494*	*4 555*
11.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	3,2966	16 476	54 315
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,2966*	*4 175*	*13 763*
11.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	4,24	57	242
11.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	4,876	353	1 721
11.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,272	8 533	10 854
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,272*	*2 923*	*3 718*
11.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,371	93	35
11.3		материалы, изделия и конструкции			4 382	8 764
11.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	7,2	609	4 385
11.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,8	242	194
11.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0128	327 064	4 186
12	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 5,8 т (НГС 1-16-1600). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**4**	**328 337**	**1 313 348**
		из них:				
12.1		затраты на труд рабочих			253 022	1 012 088
		в том числе оплата труда рабочих			*144 902*	*579 608*
12.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	212	4 774	1 012 088
12.2		машины и механизмы			70 802	283 208
		в том числе оплата труда машинистов			*18 991*	*75 964*
12.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	4,2824	11 736	50 258
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,2824*	*3 494*	*14 963*

12.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	11,7024	16 476	192 809
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,7024*	*4 175*	*48 858*
12.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	8,48	57	483
12.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	11,7024	353	4 131
12.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	4,1552	8 533	35 456
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,1552*	*2 923*	*12 146*
12.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,742	93	69
12.3		материалы, изделия и конструкции			4 513	18 052
12.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	14,4	609	8 770
12.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	1,6	242	387
12.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0272	327 064	8 896
13	**1318-0101-0106** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Аппарат или сосуд горизонтальный или вертикальный без привода, масса 50 т.(Отстойник ОГ-200 м³) Демонтаж** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**1 119 358**	**1 119 358**
		из них:				
13.1		затраты на труд рабочих			399 775	399 775
		в том числе оплата труда рабочих			*228 945*	*228 945*
13.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	83,74	4 774	399 775
13.2		машины и механизмы			719 583	719 583
		в том числе оплата труда машинистов			*304 623*	*304 623*
13.2.1	314-104-0304	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью от 50 до 63 т	маш.-ч	16,2657	29 637	482 067
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*16,2657*	*15 338*	*249 483*
13.2.2	314-101-0206	Краны башенные при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью свыше 25 до 75 т, высота подъема свыше 120 м, максимальный вылет стрелы свыше 90 м	маш.-ч	2,2684	21 724	49 279
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,2684*	*3 494*	*7 926*
13.2.3	314-102-0503	Краны на специальном шасси автомобильного типа максимальной грузоподъёмностью свыше 130 до 200 т	маш.-ч	2,0776	71 637	148 833
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*2,0776*	*20 274*	*42 121*
13.2.4	334-101-0108	Тракторы на гусеничном ходу мощностью 228 кВт (310 л.с.)	маш.-ч	1,4575	27 035	39 404
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4575*	*3 494*	*5 093*
14	**1337-0101-0113** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 22 т (Отстойник ОПФ-3000). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**931 676**	**931 676**
		из них:				
14.1		затраты на труд рабочих			610 288	610 288
		в том числе оплата труда рабочих			*349 477*	*349 477*

14.1.1	007-0138	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,8). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	123,49	4 942	610 288
14.2		машины и механизмы			312 670	312 670
		в том числе оплата труда машинистов			*118 015*	*118 015*
14.2.1	314-104-0304	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью от 50 до 63 т	маш.-ч	2,3744	29 637	70 370
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*2,3744*	*15 338*	*36 419*
14.2.2	314-103-0304	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 63 т	маш.-ч	8,4747	25 717	217 944
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1,5	*чел.-ч*	*8,4747*	*8 883*	*75 281*
14.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	7,42	57	423
14.2.4	334-101-0102	Тракторы на гусеничном ходу мощностью 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,8073	11 535	20 847
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,8073*	*3 494*	*6 315*
14.2.5	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	8,533	353	3 012
14.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,795	93	74
14.3		материалы, изделия и конструкции			8 718	8 718
14.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	8,2	609	4 994
14.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	1,2	242	290
14.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0105	327 064	3 434
15	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 5 т (ВРП). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**328 337**	**656 674**
		из них:				
15.1		затраты на труд рабочих			253 022	506 044
		в том числе оплата труда рабочих			*144 902*	*289 804*
15.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	106	4 774	506 044
15.2		машины и механизмы			70 802	141 604
		в том числе оплата труда машинистов			*18 991*	*37 982*
15.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	2,1412	11 736	25 129
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,1412*	*3 494*	*7 481*
15.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	5,8512	16 476	96 404
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,8512*	*4 175*	*24 429*
15.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	4,24	57	242
15.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	5,8512	353	2 065
15.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	2,0776	8 533	17 728
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,0776*	*2 923*	*6 073*
15.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,371	93	35
15.3		материалы, изделия и конструкции			4 513	9 026
15.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	7,2	609	4 385
15.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,8	242	194
15.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0136	327 064	4 448

16	**1337-0102-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование массой 9,7 т. (АГЗУ,ГЗУ). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**9**	**594 508**	**5 350 572**
		из них:				
16.1		затраты на труд рабочих			458 371	4 125 339
		в том числе оплата труда рабочих			*262 483*	*2 362 347*
16.1.1	007-0138	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,8). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	834,75	4 942	4 125 335
16.2		машины и механизмы			129 146	1 162 314
		в том числе оплата труда машинистов			*33 429*	*300 861*
16.2.1	314-104-0302	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	18,6984	13 277	248 259
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*18,6984*	*3 494*	*65 332*
16.2.2	314-103-0302	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	41,1651	16 454	677 331
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*41,1651*	*4 175*	*171 864*
16.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	34,821	57	1 985
16.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	46,269	353	16 333
16.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	18,2214	11 963	217 983
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*18,2214*	*3 494*	*63 666*
16.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	4,5315	93	421
16.3		материалы, изделия и конструкции			6 991	62 919
16.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	53,1	609	32 338
16.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	31,5	242	7 623
16.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0702	327 064	22 960
17	**1337-0101-0113** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 30 т (Пункт сбора нефти №1 м/р ЮВК). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**931 676**	**931 676**
		из них:				
17.1		затраты на труд рабочих			610 288	610 288
		в том числе оплата труда рабочих			*349 477*	*349 477*
17.1.1	007-0138	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,8). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	123,49	4 942	610 288
17.2		машины и механизмы			312 670	312 670
		в том числе оплата труда машинистов			*118 015*	*118 015*
17.2.1	314-104-0304	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью от 50 до 63 т	маш.-ч	2,3744	29 637	70 370
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*2,3744*	*15 338*	*36 419*
17.2.2	314-103-0304	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 63 т	маш.-ч	8,4747	25 717	217 944
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1,5	*чел.-ч*	*8,4747*	*8 883*	*75 281*

17.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	7,42	57	423
17.2.4	334-101-0102	Тракторы на гусеничном ходу мощностью 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,8073	11 535	20 847
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,8073*	*3 494*	*6 315*
17.2.5	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	8,533	353	3 012
17.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,795	93	74
17.3		материалы, изделия и конструкции			8 718	8 718
17.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	8,2	609	4 994
17.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	1,2	242	290
17.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0105	327 064	3 434
18	**1337-0101-0107** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 2 т (РГС-5м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**214 382**	**214 382**
		из них:				
18.1		затраты на труд рабочих			168 766	168 766
		в том числе оплата труда рабочих			*96 650*	*96 650*
18.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	35,351	4 774	168 766
18.2		машины и механизмы			41 234	41 234
		в том числе оплата труда машинистов			*11 019*	*11 019*
18.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	0,6519	11 736	7 651
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,6519*	*3 494*	*2 278*
18.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	1,6483	16 476	27 157
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,6483*	*4 175*	*6 882*
18.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
18.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,438	353	861
18.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,636	8 533	5 427
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,636*	*2 923*	*1 859*
18.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,1855	93	17
18.3		материалы, изделия и конструкции			4 382	4 382
18.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	3,6	609	2 192
18.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
18.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0064	327 064	2 093
19	**1337-0101-0108** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 2,5 т (РГС-10 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**259 632**	**259 632**
		из них:				
19.1		затраты на труд рабочих			211 526	211 526
		в том числе оплата труда рабочих			*121 138*	*121 138*
19.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	44,308	4 774	211 526

19.2		машины и механизмы			43 724	43 724
		в том числе оплата труда машинистов			*11 786*	*11 786*
19.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	0,7738	11 736	9 081
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,7738*	*3 494*	*2 704*
19.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	1,6483	16 476	27 157
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,6483*	*4 175*	*6 882*
19.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
19.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,6235	353	926
19.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,7526	8 533	6 422
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,7526*	*2 923*	*2 200*
19.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,1855	93	17
19.3		материалы, изделия и конструкции			4 382	4 382
19.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	3,6	609	2 192
19.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
19.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0064	327 064	2 093
20	**1337-0101-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 8 т (Емкость 25 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**417 515**	**835 030**
		из них:				
20.1		затраты на труд рабочих			308 687	617 374
		в том числе оплата труда рабочих			*176 780*	*353 560*
20.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	129,32	4 774	617 374
20.2		машины и механизмы			105 382	210 764
		в том числе оплата труда машинистов			*28 219*	*56 438*
20.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	3,6782	11 736	43 167
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,6782*	*3 494*	*12 852*
20.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	7,4412	16 476	122 601
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,4412*	*4 175*	*31 067*
20.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	4,24	57	242
20.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	5,247	353	1 852
20.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	3,5828	11 963	42 861
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,5828*	*3 494*	*12 518*
20.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,4134	93	38
20.3		материалы, изделия и конструкции			3 446	6 892
20.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	5,2	609	3 167
20.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,8	242	194
20.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0108	327 064	3 532

21	**1337-0101-0112** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 15 т (Емкость 50 м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**2**	**664 584**	**1 329 168**
		из них:				
21.1		затраты на труд рабочих			397 245	794 490
		в том числе оплата труда рабочих			*227 496*	*454 992*
21.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	166,42	4 774	794 489
21.2		машины и механизмы			263 566	527 132
		в том числе оплата труда машинистов			*100 593*	*201 186*
21.2.1	314-104-0304	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью от 50 до 63 т	маш.-ч	4,2718	29 637	126 603
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*4,2718*	*15 338*	*65 521*
21.2.2	314-103-0304	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 63 т	маш.-ч	13,8966	25 717	357 379
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1,5	*чел.-ч*	*13,8966*	*8 883*	*123 444*
21.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	4,24	57	242
21.2.4	334-101-0102	Тракторы на гусеничном ходу мощностью 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	3,498	11 535	40 349
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,498*	*3 494*	*12 222*
21.2.5	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	7,0702	353	2 496
21.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,6572	93	61
21.3		материалы, изделия и конструкции			3 773	7 546
21.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	5,2	609	3 167
21.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,8	242	194
21.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0128	327 064	4 186
22	**1116-0501-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,04* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Узлы водомерные Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**узел**	**1**	**187 988**	**187 988**
		из них:				
22.1		затраты на труд рабочих			175 877	175 877
		в том числе оплата труда рабочих			*89 200*	*89 200*
22.1.1	004-0135	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,5). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	33,1968	5 298	175 877
22.2		машины и механизмы			12 111	12 111
		в том числе оплата труда машинистов			*3 059*	*3 059*
22.2.1	314-101-0103	Краны башенные максимальной грузоподъёмностью 8 т, высота подъема до 41,5 м, максимальный вылет стрелы до 55 м	маш.-ч	0,26832	13 830	3 711
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,26832*	*2 923*	*784*
22.2.2	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	4,15584	353	1 467
22.2.3	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	0,06864	13 242	909
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,06864*	*4 175*	*287*
22.2.4	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,68016	8 533	5 804

		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,68016*	*2 923*	*1 988*
22.2.5	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	2,36496	93	220
23	**1215-0101-0318** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Узел водомерный массой до 200 кг. Снятие**	**шт. арматуры**	**1**	**8 487**	**8 487**
		из них:				
23.1		затраты на труд рабочих			6 491	6 491
		в том числе оплата труда рабочих			*3 337*	*3 337*
23.1.1	009-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	1,36422	4 758	6 491
23.2		машины и механизмы			1 996	1 996
		в том числе оплата труда машинистов			*637*	*637*
23.2.1	314-503-0101	Погрузчики одноковшовые универсальные фронтальные пневмоколесные грузоподъёмностью 2 т	маш.-ч	0,18232	10 947	1 996
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,18232*	*3 494*	*637*
24	**1215-0101-0621** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 32* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Водомер диаметром до 100 мм. Демонтаж**	**прибор**	**1**	**20 714**	**20 714**
		из них:				
24.1		затраты на труд рабочих			20 456	20 456
		в том числе оплата труда рабочих			*10 516*	*10 516*
24.1.1	009-0135	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,5). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	3,91352	5 227	20 456
24.2		машины и механизмы			163	163
		в том числе оплата труда машинистов			*56*	*56*
24.2.1	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,01908	8 533	163
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,01908*	*2 923*	*56*
24.3		материалы, изделия и конструкции			95	95
24.3.1	251-305-0110	Прокладки резиновые (пластина техническая прессованная)	кг	0,1	951	95
25	**1215-0102-0103** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Баки емк.полиэтилен. V-5м³, при емкости более 2 м³. Демонтаж**	**шт.**	**2**	**26 535**	**53 070**
		из них:				
25.1		затраты на труд рабочих			26 005	52 010
		в том числе оплата труда рабочих			*13 367*	*26 734*
25.1.1	009-0129	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2,9). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	11,13	4 673	52 010
25.2		машины и механизмы			530	1 060
		в том числе оплата труда машинистов			*205*	*410*
25.2.1	314-504-0501	Подъемники мачтовые высотой подъема 50 м	маш.-ч	0,16748	6 332	1 060
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,16748*	*2 446*	*410*
26	**1337-0101-0110** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 6 т (Емкость 73м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**417 515**	**417 515**

		из них:				
26.1		затраты на труд рабочих			308 687	308 687
		в том числе оплата труда рабочих			*176 780*	*176 780*
26.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	64,66	4 774	308 687
26.2		машины и механизмы			105 382	105 382
		в том числе оплата труда машинистов			*28 219*	*28 219*
26.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	1,8391	11 736	21 584
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,8391*	*3 494*	*6 426*
26.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	3,7206	16 476	61 301
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,7206*	*4 175*	*15 534*
26.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
26.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,6235	353	926
26.2.5	331-101-0104	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 15 т	маш.-ч	1,7914	11 963	21 431
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,7914*	*3 494*	*6 259*
26.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,2067	93	19
26.3		материалы, изделия и конструкции			3 446	3 446
26.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	2,6	609	1 583
26.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
26.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0054	327 064	1 766
27	**1337-0101-0112** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 16 т (Отстойник горизонтальная -100м³). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**664 584**	**664 584**
		из них:				
27.1		затраты на труд рабочих			397 245	397 245
		в том числе оплата труда рабочих			*227 496*	*227 496*
27.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	83,21	4 774	397 245
27.2		машины и механизмы			263 566	263 566
		в том числе оплата труда машинистов			*100 593*	*100 593*
27.2.1	314-104-0304	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью от 50 до 63 т	маш.-ч	2,1359	29 637	63 302
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*2,1359*	*15 338*	*32 760*
27.2.2	314-103-0304	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 63 т	маш.-ч	6,9483	25 717	178 689
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1,5	*чел.-ч*	*6,9483*	*8 883*	*61 722*
27.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
27.2.4	334-101-0102	Тракторы на гусеничном ходу мощностью 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,749	11 535	20 175
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,749*	*3 494*	*6 111*
27.2.5	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	3,5351	353	1 248
27.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,3286	93	31
27.3		материалы, изделия и конструкции			3 773	3 773

27.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	2,6	609	1 583
27.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
27.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0064	327 064	2 093
28	**1337-0101-0109** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Оборудование без механизмов массой 6 т (Пассивное оборудование ЛВС). Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,5 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций*	**шт.**	**1**	**328 337**	**328 337**
		из них:				
28.1		затраты на труд рабочих			253 022	253 022
		в том числе оплата труда рабочих			*144 902*	*144 902*
28.1.1	007-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по монтажу оборудования	чел.-ч	53	4 774	253 022
28.2		машины и механизмы			70 802	70 802
		в том числе оплата труда машинистов			*18 991*	*18 991*
28.2.1	314-104-0301	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	1,0706	11 736	12 565
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0706*	*3 494*	*3 741*
28.2.2	314-103-0301	Краны на пневмоколесном ходу при работе на монтаже технологического оборудования максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	2,9256	16 476	48 202
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,9256*	*4 175*	*12 214*
28.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,12	57	121
28.2.4	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,9256	353	1 033
28.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,0388	8 533	8 864
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0388*	*2 923*	*3 036*
28.2.6	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,1855	93	17
28.3		материалы, изделия и конструкции			4 513	4 513
28.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	3,6	609	2 192
28.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,4	242	97
28.3.3	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0068	327 064	2 224
29	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**2 070,08**	**1 430**	**2 960 214**
30	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**2 070,08**	**1 430**	**2 960 214**
31	**411-103-0217** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**51 752**	**50**	**2 587 600**
	Раздел 2:	**Демонтаж трубопроводов**				**579 739 695**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			174 805 434
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*89 064 555*
		машины и механизмы	тенге			382 439 534
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*110 211 075*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			8 164 470

		перевозки	тенге			14 330 257
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	54 586		
		Выкидные линии из ст.труб Ду114мм, 46,2км				
32	**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**	**51 744**	**592**	**30 632 448**
		из них:				
32.1		машины и механизмы			592	30 632 448
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*6 881 952*
32.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	1 642,975488	18 638	30 621 777
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1 642,975488*	*4 175*	*6 859 423*
33	**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**	**51 744**	**91**	**4 708 704**
		из них:				
33.1		машины и механизмы			91	4 708 704
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*1 241 856*
33.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	424,714752	11 041	4 689 276
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*424,714752*	*2 923*	*1 241 441*
34	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**46,2**	**1 578 666**	**72 934 369**
		из них:				
34.1		затраты на труд рабочих			776 146	35 857 945
		в том числе оплата труда рабочих			*395 867*	*18 289 055*
34.1.1	005-0144	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,4). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	5 807,8944	6 174	35 857 940
34.2		машины и механизмы			778 298	35 957 368
		в том числе оплата труда машинистов			*316 926*	*14 641 981*
34.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	832,26528	9 992	8 315 995
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*832,26528*	*2 446*	*2 035 721*
34.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	242,49456	38 190	9 260 867
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*242,49456*	*31 446*	*7 625 484*
34.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	44,9064	16 956	761 433
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*44,9064*	*4 175*	*187 484*
34.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	775,38384	15 250	11 824 604
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*775,38384*	*4 175*	*3 237 228*

34.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	428,10768	11 267	4 823 489
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*428,10768*	*3 494*	*1 495 808*
34.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	24,6386448	5 246	129 254
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*24,6386448*	*2 446*	*60 266*
34.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	20,058192	25 552	512 527
34.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	45,4752144	1 675	76 171
34.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	650,244672	389	252 945
34.3		материалы, изделия и конструкции			24 222	1 119 056
34.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	322,476	609	196 388
34.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	476,322	242	115 270
34.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	1,2474	647 257	807 388
35	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**46,2**	**671 194**	**31 009 162**
		из них:				
35.1		затраты на труд рабочих			113 082	5 224 388
		в том числе оплата труда рабочих			*57 675*	*2 664 585*
35.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 047,816	4 986	5 224 411
35.2		машины и механизмы			558 112	25 784 774
		в том числе оплата труда машинистов			*264 432*	*12 216 758*
35.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	673,596	15 250	10 272 339
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*673,596*	*4 175*	*2 812 263*
35.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	305,36352	17 843	5 448 601
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*305,36352*	*13 976*	*4 267 761*
35.2.3	324-106-0301	Машины изоляционные для труб диаметром до 150 мм	маш.-ч	305,36352	15 522	4 739 853
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*305,36352*	*13 976*	*4 267 761*
35.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	96,997824	1 158	112 323
35.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	90,710928	25 552	2 317 846
35.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	74,844	13 305	995 799
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*74,844*	*2 923*	*218 769*
35.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	222,436368	8 533	1 898 050
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*222,436368*	*2 923*	*650 182*
36	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**46,2**	**1 446 235**	**66 816 058**
		из них:				
36.1		затраты на труд рабочих			381 033	17 603 725
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*8 979 016*

36.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	2 903,9472	6 062	17 603 728
36.2		машины и механизмы			1 030 459	47 607 206
		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*9 278 669*
36.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	682,57728	9 992	6 820 312
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*682,57728*	*2 446*	*1 669 584*
36.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	658,6272	15 250	10 044 065
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*658,6272*	*4 175*	*2 749 769*
36.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	47,90016	16 900	809 513
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*47,90016*	*4 175*	*199 983*
36.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	658,6272	31 860	20 983 863
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*658,6272*	*3 494*	*2 301 243*
36.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	658,6272	13 329	8 778 842
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*658,6272*	*3 494*	*2 301 243*
36.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	19,45944	8 533	166 047
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*19,45944*	*2 923*	*56 880*
36.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	49,39704	93	4 594
36.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	1 605 127
36.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,0462	954 056	44 077
36.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	24,486	609	14 912
36.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	83,16	242	20 125
36.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,01848	647 257	11 961
36.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	124,74	12 082	1 507 109
36.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,0462	708	33
36.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	4,62	1 493	6 898
37	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**739,2**	**1 613**	**1 192 330**
38	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**739,2**	**1 613**	**1 192 330**
39	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**18 480**	**104**	**1 921 920**
		Нагнетательные линии из ст.труб Ду114мм, 9,495км				
40	**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**	**10 634,4**	**592**	**6 295 565**
		из них:				
40.1		машины и механизмы			592	6 295 565
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*1 414 375*
40.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	337,6634688	18 638	6 293 372

		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*337,6634688*	*4 175*	*1 409 745*
41	**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**	**10 634,4**	**91**	**967 730**
		из них:				
41.1		машины и механизмы			91	967 730
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*255 226*
41.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	87,2871552	11 041	963 737
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*87,2871552*	*2 923*	*255 140*
42	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**9,495**	**1 578 666**	**14 989 434**
		из них:				
42.1		затраты на труд рабочих			776 146	7 369 506
		в том числе оплата труда рабочих			*395 867*	*3 758 757*
42.1.1	005-0144	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,4). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 193,63544	6 174	7 369 505
42.2		машины и механизмы			778 298	7 389 940
		в том числе оплата труда машинистов			*316 926*	*3 009 212*
42.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	171,046728	9 992	1 709 099
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*171,046728*	*2 446*	*418 380*
42.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	49,837356	38 190	1 903 289
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*49,837356*	*31 446*	*1 567 186*
42.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	9,22914	16 956	156 489
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*9,22914*	*4 175*	*38 532*
42.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	159,356484	15 250	2 430 186
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*159,356484*	*4 175*	*665 313*
42.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	87,984468	11 267	991 321
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*87,984468*	*3 494*	*307 418*
42.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	5,0637215	5 246	26 564
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,0637215*	*2 446*	*12 386*
42.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	4,1223492	25 552	105 334
42.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	9,3460424	1 675	15 655
42.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	133,6379472	389	51 985
42.3		материалы, изделия и конструкции			24 222	229 988
42.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	66,2751	609	40 362
42.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	97,89345	242	23 690
42.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,256365	647 257	165 934

43	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**9,495**	**671 194**	**6 372 987**
		из них:				
43.1		затраты на труд рабочих			113 082	1 073 714
		в том числе оплата труда рабочих			*57 675*	*547 624*
43.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	215,3466	4 986	1 073 718
43.2		машины и механизмы			558 112	5 299 273
		в том числе оплата труда машинистов			*264 432*	*2 510 782*
43.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	138,4371	15 250	2 111 166
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*138,4371*	*4 175*	*577 975*
43.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	62,758152	17 843	1 119 794
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*62,758152*	*13 976*	*877 108*
43.2.3	324-106-0301	Машины изоляционные для труб диаметром до 150 мм	маш.-ч	62,758152	15 522	974 132
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*62,758152*	*13 976*	*877 108*
43.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	19,9349424	1 158	23 085
43.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	18,6428628	25 552	476 362
43.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	15,3819	13 305	204 656
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*15,3819*	*2 923*	*44 961*
43.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	45,7150068	8 533	390 086
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*45,7150068*	*2 923*	*133 625*
44	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**9,495**	**1 446 235**	**13 732 001**
		из них:				
44.1		затраты на труд рабочих			381 033	3 617 908
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*1 845 363*
44.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	596,81772	6 062	3 617 909
44.2		машины и механизмы			1 030 459	9 784 208
		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*1 906 947*
44.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	140,282928	9 992	1 401 707
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*140,282928*	*2 446*	*343 132*
44.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	135,36072	15 250	2 064 251
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*135,36072*	*4 175*	*565 131*
44.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	9,844416	16 900	166 371
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*9,844416*	*4 175*	*41 100*
44.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	135,36072	31 860	4 312 593
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*135,36072*	*3 494*	*472 950*

44.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	135,36072	13 329	1 804 223
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*135,36072*	*3 494*	*472 950*
44.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	3,999294	8 533	34 126
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,999294*	*2 923*	*11 690*
44.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	10,152054	93	944
44.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	329 885
44.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,009495	954 056	9 059
44.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	5,03235	609	3 065
44.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	17,091	242	4 136
44.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,003798	647 257	2 458
44.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	25,6365	12 082	309 740
44.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,009495	708	7
44.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,9495	1 493	1 418
45	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**151,92**	**1 613**	**245 047**
46	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**151,92**	**1 613**	**245 047**
47	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**3 798**	**104**	**394 992**
		Газопровод УПГ С.Балгимбаева -Туманное-21,362 км				
48	**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**	**16 091,5**	**592**	**9 526 168**
		из них:				
48.1		машины и механизмы			592	9 526 168
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*2 140 170*
48.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	510,937308	18 638	9 522 850
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*510,937308*	*4 175*	*2 133 163*
49	**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**	**16 091,5**	**91**	**1 464 327**
		из них:				
49.1		машины и механизмы			91	1 464 327
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*386 196*
49.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	132,079032	11 041	1 458 285
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*132,079032*	*2 923*	*386 067*

50	**1122-0105-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы из полимерных раструбных труб (ПВХ-О), диаметр 110 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**	**21,362**	**102 059**	**2 180 184**
		из них:				
50.1		затраты на труд рабочих			97 083	2 073 887
		в том числе оплата труда рабочих			*49 235*	*1 051 758*
50.1.1	004-0139	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,9). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	365,4440064	5 675	2 073 895
50.2		машины и механизмы			4 976	106 297
		в том числе оплата труда машинистов			*1 705*	*36 422*
50.2.1	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	12,4583184	8 533	106 307
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,4583184*	*2 923*	*36 416*
51	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы ПЭ. Погрузка**	**т**	**74,55338**	**1 613**	**120 255**
52	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы ПЭ. Разгрузка**	**т**	**74,55338**	**1 613**	**120 255**
53	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 863,8345**	**104**	**193 839**
		Сточная линия сталь.труб 159х6мм ГЗУ №218, 1,15км				
54	**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**	**1 288**	**592**	**762 496**
		из них:				
54.1		машины и механизмы			592	762 496
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*171 304*
54.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	40,896576	18 638	762 230
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*40,896576*	*4 175*	*170 743*
55	**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**	**1 288**	**91**	**117 208**
		из них:				
55.1		машины и механизмы			91	117 208
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*30 912*
55.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	10,571904	11 041	116 724
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*10,571904*	*2 923*	*30 902*

56	**1122-0103-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 159 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**	**1,15**	**2 039 116**	**2 344 983**
		из них:				
56.1		затраты на труд рабочих			1 474 096	1 695 210
		в том числе оплата труда рабочих			*747 662*	*859 811*
56.1.1	004-0145	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,5). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	268,272	6 319	1 695 211
56.2		машины и механизмы			386 140	444 061
		в том числе оплата труда машинистов			*115 661*	*133 010*
56.2.1	315-201-0401	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе, мощность 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	16,2081	13 052	211 548
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*16,2081*	*3 494*	*56 631*
56.2.2	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	1,147608	16 956	19 459
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,147608*	*4 175*	*4 791*
56.2.3	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	8,04816	15 250	122 734
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*8,04816*	*4 175*	*33 601*
56.2.4	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	18,4437	57	1 051
56.2.5	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	2,6082	389	1 015
56.2.6	315-101-0101	Электростанции передвижные мощностью до 4 кВт	маш.-ч	12,735468	6 755	86 028
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,735468*	*2 923*	*37 226*
56.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,26082	8 533	2 226
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,26082*	*2 923*	*762*
56.3		материалы, изделия и конструкции			178 880	205 712
56.3.1	217-301-0105	Электрод типа Э38, Э42, Э46, Э50 ГОСТ 9467-75, марки АНО-4 диаметром 4 мм	кг	92	2 236	205 712
57	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**42,2625**	**1 613**	**68 169**
58	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**42,2625**	**1 613**	**68 169**
59	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 056,5625**	**104**	**109 883**
		Водоводы Ду159/219/114мм, 0,049+0,087+0,120+0,209+0,575+0,158+0,230+0,124+0,157+0,093+0,950+0,099=2,851км				
60	**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**	**3 193,12**	**592**	**1 890 327**
		из них:				
60.1		машины и механизмы			592	1 890 327
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*424 685*

60.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	101,3879462	18 638	1 889 669
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*101,3879462*	*4 175*	*423 295*
61	**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**	**3 193,12**	**91**	**290 574**
		из них:				
61.1		машины и механизмы			91	290 574
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*76 635*
61.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	26,209129	11 041	289 375
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*26,209129*	*2 923*	*76 609*
62	**1122-0103-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр до 200 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**	**2,851**	**2 665 503**	**7 599 350**
		из них:				
62.1		затраты на труд рабочих			1 539 612	4 389 434
		в том числе оплата труда рабочих			*780 892*	*2 226 323*
62.1.1	004-0145	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,5). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	694,640448	6 319	4 389 433
62.2		машины и механизмы			835 211	2 381 187
		в том числе оплата труда машинистов			*240 235*	*684 910*
62.2.1	315-201-0401	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе, мощность 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	128,6562787	13 052	1 679 222
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*128,6562787*	*3 494*	*449 525*
62.2.2	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	3,0482892	16 956	51 687
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,0482892*	*4 175*	*12 727*
62.2.3	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	22,3541208	15 250	340 900
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*22,3541208*	*4 175*	*93 328*
62.2.4	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	60,965784	57	3 475
62.2.5	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	14,4100944	389	5 606
62.2.6	315-101-0101	Электростанции передвижные мощностью до 4 кВт	маш.-ч	43,451977	6 755	293 518
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*43,451977*	*2 923*	*127 010*
62.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,7944026	8 533	6 779
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,7944026*	*2 923*	*2 322*
62.3		материалы, изделия и конструкции			290 680	828 729
62.3.1	217-301-0105	Электрод типа Э38, Э42, Э46, Э50 ГОСТ 9467-75, марки АНО-4 диаметром 4 мм	кг	370,63	2 236	828 729
63	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**119,742**	**1 613**	**193 144**

64	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**119,742**	**1 613**	**193 144**
65	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**2 993,55**	**104**	**311 329**
		Выкидные линии из ст.труб Ду73/89мм, 16,463км				
66	**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**	**18 438,56**	**592**	**10 915 628**
		из них:				
66.1		машины и механизмы			592	10 915 628
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*2 452 328*
66.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	585,4611571	18 638	10 911 825
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*585,4611571*	*4 175*	*2 444 300*
67	**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**	**18 438,56**	**91**	**1 677 909**
		из них:				
67.1		машины и механизмы			91	1 677 909
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*442 525*
67.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	151,3437005	11 041	1 670 986
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*151,3437005*	*2 923*	*442 378*
68	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**16,463**	**1 578 666**	**25 989 579**
		из них:				
68.1		затраты на труд рабочих			776 146	12 777 692
		в том числе оплата труда рабочих			*395 867*	*6 517 158*
68.1.1	005-0144	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,4). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	2 069,596656	6 174	12 777 690
68.2		машины и механизмы			778 298	12 813 120
		в том числе оплата труда машинистов			*316 926*	*5 217 553*
68.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	296,5710672	9 992	2 963 338
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*296,5710672*	*2 446*	*725 413*
68.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	86,4109944	38 190	3 300 036
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*86,4109944*	*31 446*	*2 717 280*
68.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	16,002036	16 956	271 331

		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*16,002036*	*4 175*	*66 809*
68.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	276,3018216	15 250	4 213 603
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*276,3018216*	*4 175*	*1 153 560*
68.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	152,5527432	11 267	1 718 812
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*152,5527432*	*3 494*	*533 019*
68.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	8,7797838	5 246	46 059
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*8,7797838*	*2 446*	*21 475*
68.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	7,1475761	25 552	182 635
68.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	16,2047285	1 675	27 143
68.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	231,7094813	389	90 135
68.3		материалы, изделия и конструкции			24 222	398 767
68.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	114,91174	609	69 981
68.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	169,73353	242	41 076
68.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,444501	647 257	287 706
69	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**16,463**	**671 194**	**11 049 867**
		из них:				
69.1		затраты на труд рабочих			113 082	1 861 669
		в том числе оплата труда рабочих			*57 675*	*949 504*
69.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	373,38084	4 986	1 861 677
69.2		машины и механизмы			558 112	9 188 198
		в том числе оплата труда машинистов			*264 432*	*4 353 344*
69.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	240,03054	15 250	3 660 466
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*240,03054*	*4 175*	*1 002 128*
69.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	108,8138448	17 843	1 941 565
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*108,8138448*	*13 976*	*1 520 782*
69.2.3	324-106-0301	Машины изоляционные для труб диаметром до 150 мм	маш.-ч	108,8138448	15 522	1 689 009
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*108,8138448*	*13 976*	*1 520 782*
69.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	34,5643978	1 158	40 026
69.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	32,3241127	25 552	825 946
69.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	26,67006	13 305	354 845
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*26,67006*	*2 923*	*77 957*
69.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	79,2634183	8 533	676 355
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*79,2634183*	*2 923*	*231 687*
70	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**16,463**	**1 446 235**	**23 809 367**
		из них:				

70.1		затраты на труд рабочих			381 033	6 272 946
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*3 199 601*
70.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 034,798328	6 062	6 272 947
70.2		машины и механизмы			1 030 459	16 964 447
		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*3 306 380*
70.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	243,2309472	9 992	2 430 364
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*243,2309472*	*2 446*	*594 943*
70.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	234,696528	15 250	3 579 122
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*234,696528*	*4 175*	*979 858*
70.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	17,0688384	16 900	288 463
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*17,0688384*	*4 175*	*71 262*
70.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	234,696528	31 860	7 477 431
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*234,696528*	*3 494*	*820 030*
70.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	234,696528	13 329	3 128 270
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*234,696528*	*3 494*	*820 030*
70.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	6,9342156	8 533	59 170
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*6,9342156*	*2 923*	*20 269*
70.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	17,6022396	93	1 637
70.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	571 974
70.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,016463	954 056	15 707
70.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	8,72539	609	5 314
70.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	29,6334	242	7 171
70.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0065852	647 257	4 262
70.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	44,4501	12 082	537 046
70.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,016463	708	12
70.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	1,6463	1 493	2 458
71	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**263,408**	**1 613**	**424 877**
72	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**263,408**	**1 613**	**424 877**
73	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**6 585,2**	**104**	**684 861**
		Сточная линия (коллектор) сталь.труб 159х7мм ГЗУ №220, 1,12км				
74	**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**	**1 254,4**	**592**	**742 605**
		из них:				
74.1		машины и механизмы			592	742 605

		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*166 835*
74.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	39,8297088	18 638	742 346
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*39,8297088*	*4 175*	*166 289*
75	**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**	**1 254,4**	**91**	**114 150**
		из них:				
75.1		машины и механизмы			91	114 150
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*30 106*
75.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	10,2961152	11 041	113 679
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*10,2961152*	*2 923*	*30 096*
76	**1122-0103-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 159 мм. Демонтаж**	**км трубопровода**	**1,12**	**2 039 116**	**2 283 811**
		Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения				
		из них:				
76.1		затраты на труд рабочих			1 474 096	1 650 988
		в том числе оплата труда рабочих			*747 662*	*837 381*
76.1.1	004-0145	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,5). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	261,2736	6 319	1 650 988
76.2		машины и механизмы			386 140	432 477
		в том числе оплата труда машинистов			*115 661*	*129 540*
76.2.1	315-201-0401	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе, мощность 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	15,78528	13 052	206 029
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*15,78528*	*3 494*	*55 154*
76.2.2	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	1,1176704	16 956	18 951
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,1176704*	*4 175*	*4 666*
76.2.3	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	7,838208	15 250	119 533
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,838208*	*4 175*	*32 725*
76.2.4	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	17,96256	57	1 024
76.2.5	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	2,54016	389	988
76.2.6	315-101-0101	Электростанции передвижные мощностью до 4 кВт	маш.-ч	12,4032384	6 755	83 784
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,4032384*	*2 923*	*36 255*
76.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,254016	8 533	2 168
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,254016*	*2 923*	*742*
76.3		материалы, изделия и конструкции			178 880	200 346
76.3.1	217-301-0105	Электрод типа Э38, Э42, Э46, Э50 ГОСТ 9467-75, марки АНО-4 диаметром 4 мм	кг	89,6	2 236	200 346
77	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**41,16**	**1 613**	**66 391**

78	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**41,16**	**1 613**	**66 391**
79	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 029**	**104**	**107 016**
		Напорный водовод ф 159х12мм от ППД до ВРП№2 ЮВК, 2,765км				
80	**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**	**3 096,8**	**592**	**1 833 306**
		из них:				
80.1		машины и механизмы			592	1 833 306
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*411 874*
80.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	98,3295936	18 638	1 832 667
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*98,3295936*	*4 175*	*410 526*
81	**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**	**3 096,8**	**91**	**281 809**
		из них:				
81.1		машины и механизмы			91	281 809
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*74 323*
81.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	25,4185344	11 041	280 646
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*25,4185344*	*2 923*	*74 298*
82	**1122-0103-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 159 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**	**2,765**	**2 039 116**	**5 638 155**
		из них:				
82.1		затраты на труд рабочих			1 474 096	4 075 875
		в том числе оплата труда рабочих			*747 662*	*2 067 285*
82.1.1	004-0145	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,5). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	645,0192	6 319	4 075 876
82.2		машины и механизмы			386 140	1 067 677
		в том числе оплата труда машинистов			*115 661*	*319 803*
82.2.1	315-201-0401	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе, мощность 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	38,96991	13 052	508 635
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*38,96991*	*3 494*	*136 161*
82.2.2	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	2,7592488	16 956	46 786
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,7592488*	*4 175*	*11 520*
82.2.3	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	19,350576	15 250	295 096
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*19,350576*	*4 175*	*80 789*

82.2.4	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	44,34507	57	2 528
82.2.5	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	6,27102	389	2 439
82.2.6	315-101-0101	Электростанции передвижные мощностью до 4 кВт	маш.-ч	30,6204948	6 755	206 841
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*30,6204948*	*2 923*	*89 504*
82.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,627102	8 533	5 351
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,627102*	*2 923*	*1 833*
82.3		материалы, изделия и конструкции			178 880	494 603
82.3.1	217-301-0105	Электрод типа Э38, Э42, Э46, Э50 ГОСТ 9467-75, марки АНО-4 диаметром 4 мм	кг	221,2	2 236	494 603
83	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**101,61375**	**1 613**	**163 903**
84	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**101,61375**	**1 613**	**163 903**
85	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**2 540,34375**	**104**	**264 196**
		Нефтепроводы из ст.труб Д.200, 12км				
86	**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**	**13 440**	**592**	**7 956 480**
		из них:				
86.1		машины и механизмы			592	7 956 480
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*1 787 520*
86.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	426,74688	18 638	7 953 708
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*426,74688*	*4 175*	*1 781 668*
87	**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**	**13 440**	**91**	**1 223 040**
		из них:				
87.1		машины и механизмы			91	1 223 040
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*322 560*
87.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	110,31552	11 041	1 217 994
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*110,31552*	*2 923*	*322 452*
88	**1125-0201-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы диаметром 200 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**12**	**2 091 065**	**25 092 780**
		из них:				
88.1		затраты на труд рабочих			1 101 969	13 223 628

		в том числе оплата труда рабочих			*562 059*	*6 744 708*
88.1.1	005-0148	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,8). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 998,432	6 617	13 223 625
88.2		машины и механизмы			945 180	11 342 160
		в том числе оплата труда машинистов			*359 617*	*4 315 404*
88.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	346,8096	9 992	3 465 322
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*346,8096*	*2 446*	*848 296*
88.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	62,9856	38 190	2 405 420
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*62,9856*	*31 446*	*1 980 645*
88.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	10,26432	16 956	174 042
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*10,26432*	*4 175*	*42 854*
88.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	223,9488	15 250	3 415 219
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*223,9488*	*4 175*	*934 986*
88.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	140,43456	11 267	1 582 276
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*140,43456*	*3 494*	*490 678*
88.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	7,332768	5 246	38 468
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,332768*	*2 446*	*17 936*
88.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	5,90976	25 552	151 006
88.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	17,72928	1 675	29 697
88.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	207,46368	389	80 703
88.3		материалы, изделия и конструкции			43 916	526 992
88.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	123,6	609	75 272
88.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	197,64	242	47 829
88.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,624	647 257	403 888
89	**1125-0207-0506** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**12**	**787 392**	**9 448 704**
		из них:				
89.1		затраты на труд рабочих			148 623	1 783 476
		в том числе оплата труда рабочих			*75 802*	*909 624*
89.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	357,696	4 986	1 783 472
89.2		машины и механизмы			638 769	7 665 228
		в том числе оплата труда машинистов			*295 047*	*3 540 564*
89.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	194,4	15 250	2 964 600
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*194,4*	*4 175*	*811 620*
89.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	87,0912	17 843	1 553 968
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*87,0912*	*13 976*	*1 217 187*
89.2.3	324-106-0302	Машины изоляционные для труб диаметром от 200 до 300 мм	маш.-ч	87,0912	16 099	1 402 081
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*87,0912*	*13 976*	*1 217 187*

89.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	30,87072	1 158	35 748
89.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	25,81632	25 552	659 659
89.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	39,6576	13 305	527 644
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*39,6576*	*2 923*	*115 919*
89.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	61,11936	8 533	521 532
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*61,11936*	*2 923*	*178 652*
90	**1125-0208-0104** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы промысловые диаметром 200 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**12**	**2 209 575**	**26 514 900**
		из них:				
90.1		затраты на труд рабочих			569 586	6 835 032
		в том числе оплата труда рабочих			*290 524*	*3 486 288*
90.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 127,52	6 062	6 835 026
90.2		машины и механизмы			1 614 014	19 368 168
		в том числе оплата труда машинистов			*313 558*	*3 762 696*
90.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	276,048	9 992	2 758 272
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*276,048*	*2 446*	*675 213*
90.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	270,6048	15 250	4 126 723
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*270,6048*	*4 175*	*1 129 775*
90.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	12,4416	16 900	210 263
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,4416*	*4 175*	*51 944*
90.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	270,6048	31 860	8 621 469
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*270,6048*	*3 494*	*945 493*
90.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	270,6048	13 329	3 606 891
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*270,6048*	*3 494*	*945 493*
90.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	5,0544	8 533	43 129
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,0544*	*2 923*	*14 774*
90.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	15,24096	93	1 417
90.3		материалы, изделия и конструкции			25 975	311 700
90.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,012	954 056	11 449
90.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	7,44	609	4 531
90.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	2,7	242	653
90.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,009	647 257	5 825
90.3.5	241-106-0103	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 219х8,0 мм	м	19,56	14 696	287 454
90.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,012	708	9
90.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	1,2	1 493	1 792
91	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**504**	**1 613**	**812 952**

92	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**504**	**1 613**	**812 952**
93	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**12 600**	**104**	**1 310 400**
		Нефтесборный коллектор, нефтепровод из ст.труб Д.159, 4,592км				
94	**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**	**5 143,04**	**592**	**3 044 680**
		из них:				
94.1		машины и механизмы			592	3 044 680
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*684 024*
94.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	163,3018061	18 638	3 043 619
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*163,3018061*	*4 175*	*681 785*
95	**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**	**5 143,04**	**91**	**468 017**
		из них:				
95.1		машины и механизмы			91	468 017
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*123 433*
95.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	42,2140723	11 041	466 086
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*42,2140723*	*2 923*	*123 392*
96	**1125-0201-0105** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы диаметром 159 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**4,592**	**1 956 462**	**8 984 074**
		из них:				
96.1		затраты на труд рабочих			986 821	4 531 482
		в том числе оплата труда рабочих			*503 267*	*2 311 002*
96.1.1	005-0147	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,7). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	696,294144	6 508	4 531 482
96.2		машины и механизмы			930 310	4 271 984
		в том числе оплата труда машинистов			*356 477*	*1 636 942*
96.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	122,2978176	9 992	1 222 000
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*122,2978176*	*2 446*	*299 140*
96.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	24,1024896	38 190	920 474
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*24,1024896*	*31 446*	*757 927*

96.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	4,463424	16 956	75 682
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,463424*	*4 175*	*18 635*
96.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	89,8636032	15 250	1 370 420
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*89,8636032*	*4 175*	*375 181*
96.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	51,5376691	11 267	580 675
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*51,5376691*	*3 494*	*180 073*
96.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	2,448932	5 246	12 847
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,448932*	*2 446*	*5 990*
96.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	1,9936627	25 552	50 942
96.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	5,2668403	1 675	8 822
96.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	77,4255283	389	30 119
96.3		материалы, изделия и конструкции			39 331	180 608
96.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	47,2976	609	28 804
96.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	62,31344	242	15 080
96.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,211232	647 257	136 721
97	**1125-0207-0505** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 159 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**4,592**	**707 412**	**3 248 436**
		из них:				
97.1		затраты на труд рабочих			129 237	593 456
		в том числе оплата труда рабочих			*65 915*	*302 682*
97.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	119,02464	4 986	593 457
97.2		машины и механизмы			578 175	2 654 980
		в том числе оплата труда машинистов			*269 333*	*1 236 777*
97.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	68,7367296	15 250	1 048 235
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*68,7367296*	*4 175*	*286 976*
97.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	30,3512832	17 843	541 558
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*30,3512832*	*13 976*	*424 190*
97.2.3	324-106-0301	Машины изоляционные для труб диаметром до 150 мм	маш.-ч	30,3512832	15 522	471 113
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*30,3512832*	*13 976*	*424 190*
97.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	11,8131955	1 158	13 680
97.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	9,0161165	25 552	230 380
97.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	11,3073408	13 305	150 444
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,3073408*	*2 923*	*33 051*
97.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	23,3883418	8 533	199 573
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*23,3883418*	*2 923*	*68 364*
98	**1125-0208-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Трубопроводы промысловые диаметром 159 мм. Очистка полости (промывка и продувка)**	**км трубопровода**	**4,592**	**1 962 016**	**9 009 578**

	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*				
		из них:				
98.1		затраты на труд рабочих			506 735	2 326 927
		в том числе оплата труда рабочих			*258 466*	*1 186 876*
98.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	383,854464	6 062	2 326 926
98.2		машины и механизмы			1 418 405	6 513 316
		в том числе оплата труда машинистов			*275 796*	*1 266 455*
98.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	93,1367808	9 992	930 623
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*93,1367808*	*2 446*	*227 813*
98.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	90,756288	15 250	1 384 033
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*90,756288*	*4 175*	*378 908*
98.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	4,7609856	16 900	80 461
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,7609856*	*4 175*	*19 877*
98.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	90,756288	31 860	2 891 495
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*90,756288*	*3 494*	*317 102*
98.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	90,756288	13 329	1 209 691
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*90,756288*	*3 494*	*317 102*
98.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,9341504	8 533	16 504
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,9341504*	*2 923*	*5 654*
98.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	5,4751334	93	509
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,9341504*	*2 923*	*5 654*
98.3		материалы, изделия и конструкции			36 876	169 335
98.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,004592	954 056	4 381
98.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	2,70928	609	1 650
98.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,96432	242	233
98.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,002296	647 257	1 486
98.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	13,3168	12 082	160 894
98.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,004592	708	3
98.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,4592	1 493	686
99	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**168,756**	**1 613**	**272 203**
100	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**168,756**	**1 613**	**272 203**
101	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**4 218,9**	**104**	**438 766**
		Нефтепровод из СВТ труб Д.200, 12км				

102	**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**	**13 440**	**592**	**7 956 480**
		из них:				
102.1		машины и механизмы			592	7 956 480
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*1 787 520*
102.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	426,74688	18 638	7 953 708
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*426,74688*	*4 175*	*1 781 668*
103	**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**	**13 440**	**91**	**1 223 040**
		из них:				
103.1		машины и механизмы			91	1 223 040
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*322 560*
103.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	110,31552	11 041	1 217 994
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*110,31552*	*2 923*	*322 452*
104	**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 стеклопластиковых труб диаметром 200 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**	**12**	**1 471 788**	**17 661 456**
		из них:				
104.1		затраты на труд рабочих			1 033 216	12 398 592
		в том числе оплата труда рабочих			*524 084*	*6 289 008*
104.1.1	004-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	2 300,29632	5 390	12 398 597
104.2		машины и механизмы			438 572	5 262 864
		в том числе оплата труда машинистов			*119 417*	*1 433 004*
104.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	331,2576	15 435	5 112 961
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*331,2576*	*4 175*	*1 383 000*
104.2.2	314-502-0203	Лебедки ручные и рычажные тяговым усилием 14,72 кН (1, 5 т)	маш.-ч	217,728	18	3 919
104.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	17,1072	8 533	145 976
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*17,1072*	*2 923*	*50 004*
105	**1125-0208-0104** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы промысловые диаметром 200 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**12**	**2 209 575**	**26 514 900**
		из них:				
105.1		затраты на труд рабочих			569 586	6 835 032
		в том числе оплата труда рабочих			*290 524*	*3 486 288*

105.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 127,52	6 062	6 835 026
105.2		машины и механизмы			1 614 014	19 368 168
		в том числе оплата труда машинистов			*313 558*	*3 762 696*
105.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	276,048	9 992	2 758 272
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*276,048*	*2 446*	*675 213*
105.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	270,6048	15 250	4 126 723
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*270,6048*	*4 175*	*1 129 775*
105.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	12,4416	16 900	210 263
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,4416*	*4 175*	*51 944*
105.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	270,6048	31 860	8 621 469
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*270,6048*	*3 494*	*945 493*
105.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	270,6048	13 329	3 606 891
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*270,6048*	*3 494*	*945 493*
105.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	5,0544	8 533	43 129
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,0544*	*2 923*	*14 774*
105.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	15,24096	93	1 417
105.3		материалы, изделия и конструкции			25 975	311 700
105.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,012	954 056	11 449
105.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	7,44	609	4 531
105.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	2,7	242	653
105.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,009	647 257	5 825
105.3.5	241-106-0103	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 219х8,0 мм	м	19,56	14 696	287 454
105.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,012	708	9
105.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	1,2	1 493	1 792
106	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**57,72**	**1 613**	**93 102**
107	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**57,72**	**1 613**	**93 102**
108	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 443**	**104**	**150 072**
		Водосборные сети из СВТ труб Ду100мм, 0,095+0,015+0,150+0,255+0,050+0,010+0,285=0,860км				
109	**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**	**963,2**	**592**	**570 214**
		из них:				
109.1		машины и механизмы			592	570 214
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*128 106*

109.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	30,5835264	18 638	570 016
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*30,5835264*	*4 175*	*127 686*
110	**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**	**963,2**	**91**	**87 651**
		из них:				
110.1		машины и механизмы			91	87 651
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*23 117*
110.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	7,9059456	11 041	87 290
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,9059456*	*2 923*	*23 109*
111	**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 стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж**	**км трубопровода**	**0,86**	**1 471 788**	**1 265 738**
		Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения				
		из них:				
111.1		затраты на труд рабочих			1 033 216	888 566
		в том числе оплата труда рабочих			*524 084*	*450 712*
111.1.1	004-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	164,8545696	5 390	888 566
111.2		машины и механизмы			438 572	377 172
		в том числе оплата труда машинистов			*119 417*	*102 699*
111.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	23,740128	15 435	366 429
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*23,740128*	*4 175*	*99 115*
111.2.2	314-502-0203	Лебедки ручные и рычажные тяговым усилием 14,72 кН (1, 5 т)	маш.-ч	15,60384	18	281
111.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,226016	8 533	10 462
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,226016*	*2 923*	*3 584*
112	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**2,0038**	**1 613**	**3 232**
113	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**2,0038**	**1 613**	**3 232**
114	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**50,095**	**104**	**5 210**
		Водосборные сети из СВТ труб Д.159, 1,305км				
115	**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**	**1 461,6**	**592**	**865 267**
		из них:				
115.1		машины и механизмы			592	865 267

		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*194 393*
115.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	46,4087232	18 638	864 966
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*46,4087232*	*4 175*	*193 756*
116	**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**	**1 461,6**	**91**	**133 006**
		из них:				
116.1		машины и механизмы			91	133 006
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*35 078*
116.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	11,9968128	11 041	132 457
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,9968128*	*2 923*	*35 067*
117	**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 стеклопластиковых труб диаметром 159 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**	**1,305**	**1 471 788**	**1 920 683**
		из них:				
117.1		затраты на труд рабочих			1 033 216	1 348 347
		в том числе оплата труда рабочих			*524 084*	*683 930*
117.1.1	004-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	250,1572248	5 390	1 348 347
117.2		машины и механизмы			438 572	572 336
		в том числе оплата труда машинистов			*119 417*	*155 839*
117.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	36,024264	15 435	556 035
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*36,024264*	*4 175*	*150 401*
117.2.2	314-502-0203	Лебедки ручные и рычажные тяговым усилием 14,72 кН (1, 5 т)	маш.-ч	23,67792	18	426
117.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,860408	8 533	15 875
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,860408*	*2 923*	*5 438*
118	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**4,97205**	**1 613**	**8 020**
119	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**4,97205**	**1 613**	**8 020**
120	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**124,30125**	**104**	**12 927**
		Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм, 3,472км				
121	**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**	**3 888,64**	**592**	**2 302 075**
		из них:				

121.1		машины и механизмы			592	2 302 075
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*517 189*
121.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	123,4720973	18 638	2 301 273
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*123,4720973*	*4 175*	*515 496*
122	**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**	**3 888,64**	**91**	**353 866**
		из них:				
122.1		машины и механизмы			91	353 866
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*93 327*
122.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	31,9179571	11 041	352 406
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*31,9179571*	*2 923*	*93 296*
123	**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 стеклопластиковых труб 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**	**3,472**	**1 471 788**	**5 110 048**
		из них:				
123.1		затраты на труд рабочих			1 033 216	3 587 326
		в том числе оплата труда рабочих			*524 084*	*1 819 620*
123.1.1	004-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	665,5524019	5 390	3 587 327
123.2		машины и механизмы			438 572	1 522 722
		в том числе оплата труда машинистов			*119 417*	*414 616*
123.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	95,8438656	15 435	1 479 350
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*95,8438656*	*4 175*	*400 148*
123.2.2	314-502-0203	Лебедки ручные и рычажные тяговым усилием 14,72 кН (1, 5 т)	маш.-ч	62,995968	18	1 134
123.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	4,9496832	8 533	42 236
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,9496832*	*2 923*	*14 468*
124	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**3,472**	**1 446 235**	**5 021 329**
		из них:				
124.1		затраты на труд рабочих			381 033	1 322 947
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*674 787*
124.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	218,236032	6 062	1 322 947
124.2		машины и механизмы			1 030 459	3 577 754
		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*697 306*

124.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	51,2967168	9 992	512 557
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*51,2967168*	*2 446*	*125 472*
124.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	49,496832	15 250	754 827
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*49,496832*	*4 175*	*206 649*
124.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	3,5997696	16 900	60 836
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,5997696*	*4 175*	*15 029*
124.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	49,496832	31 860	1 576 969
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*49,496832*	*3 494*	*172 942*
124.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	49,496832	13 329	659 743
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*49,496832*	*3 494*	*172 942*
124.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,4624064	8 533	12 479
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4624064*	*2 923*	*4 275*
124.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	3,7122624	93	345
124.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	120 628
124.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,003472	954 056	3 312
124.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	1,84016	609	1 121
124.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	6,2496	242	1 512
124.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0013888	647 257	899
124.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	9,3744	12 082	113 262
124.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,003472	708	2
124.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,3472	1 493	518
125	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**8,08976**	**1 613**	**13 049**
126	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**8,08976**	**1 613**	**13 049**
127	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**202,244**	**104**	**21 033**
		Нагнетательные линии из СВТ труб Ду100мм, 1,625км				
128	**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**	**1 820**	**592**	**1 077 440**
		из них:				
128.1		машины и механизмы			592	1 077 440
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*242 060*
128.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	57,78864	18 638	1 077 065
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*57,78864*	*4 175*	*241 268*

129	**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**	**1 820**	**91**	**165 620**
		из них:				
129.1		машины и механизмы			91	165 620
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*43 680*
129.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	14,93856	11 041	164 937
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*14,93856*	*2 923*	*43 665*
130	**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 стеклопластиковых труб 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**	**1,625**	**1 471 788**	**2 391 656**
		из них:				
130.1		затраты на труд рабочих			1 033 216	1 678 976
		в том числе оплата труда рабочих			*524 084*	*851 637*
130.1.1	004-0136	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,6). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	311,49846	5 390	1 678 977
130.2		машины и механизмы			438 572	712 680
		в том числе оплата труда машинистов			*119 417*	*194 053*
130.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	44,8578	15 435	692 380
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*44,8578*	*4 175*	*187 281*
130.2.2	314-502-0203	Лебедки ручные и рычажные тяговым усилием 14,72 кН (1, 5 т)	маш.-ч	29,484	18	531
130.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	2,3166	8 533	19 768
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,3166*	*2 923*	*6 771*
131	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**1,625**	**1 446 235**	**2 350 132**
		из них:				
131.1		затраты на труд рабочих			381 033	619 179
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*315 820*
131.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	102,141	6 062	619 179
131.2		машины и механизмы			1 030 459	1 674 496
		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*326 360*
131.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	24,0084	9 992	239 892
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*24,0084*	*2 446*	*58 725*
131.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	23,166	15 250	353 282
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*23,166*	*4 175*	*96 718*
131.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	1,6848	16 900	28 473
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,6848*	*4 175*	*7 034*

131.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	23,166	31 860	738 069
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*23,166*	*3 494*	*80 942*
131.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	23,166	13 329	308 780
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*23,166*	*3 494*	*80 942*
131.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,68445	8 533	5 840
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,68445*	*2 923*	*2 001*
131.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	1,73745	93	162
131.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	56 457
131.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,001625	954 056	1 550
131.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	0,86125	609	525
131.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	2,925	242	708
131.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,00065	647 257	421
131.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	4,3875	12 082	53 010
131.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,001625	708	1
131.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,1625	1 493	243
132	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**3,78625**	**1 613**	**6 107**
133	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**3,78625**	**1 613**	**6 107**
134	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**94,65625**	**104**	**9 844**
		Наружный газопроводы, 65м				
135	**1216-0101-1503** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы диаметром до 100 мм. Демонтаж газопроводов**	**м трубопровода**	**65**	**2 073**	**134 745**
		из них:				
135.1		затраты на труд рабочих			1 770	115 050
		в том числе оплата труда рабочих			*910*	*59 150*
135.1.1	009-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	24,1839	4 758	115 067
135.2		машины и механизмы			292	18 980
		в том числе оплата труда машинистов			*92*	*5 980*
135.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	1,33666	13 242	17 700
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,33666*	*4 175*	*5 581*
135.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,1378	8 533	1 176
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,1378*	*2 923*	*403*
135.2.3	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	1,22642	93	114
135.3		материалы, изделия и конструкции			11	715
135.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	1,0725	609	653
135.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,2665	242	64

136	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**2,38875**	**1 613**	**3 853**
137	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**2,38875**	**1 613**	**3 853**
138	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**59,71875**	**104**	**6 211**
		Хоз-бытовая и производственная канализация				
139	**1216-0101-0203** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы канализации диаметром до 150 мм. Разборка**	**м**	**42**	**7 465**	**313 530**
		из них:				
139.1		затраты на труд рабочих			7 465	313 530
		в том числе оплата труда рабочих			*3 838*	*161 196*
139.1.1	009-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	78,738072	3 982	313 535
140	**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**	**47,04**	**592**	**27 848**
		из них:				
140.1		машины и механизмы			592	27 848
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*6 256*
140.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	1,4936141	18 638	27 838
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4936141*	*4 175*	*6 236*
141	**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**	**47,04**	**91**	**4 281**
		из них:				
141.1		машины и механизмы			91	4 281
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*1 129*
141.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	0,3861043	11 041	4 263
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,3861043*	*2 923*	*1 129*
142	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**1,5435**	**1 613**	**2 490**
143	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**1,5435**	**1 613**	**2 490**
144	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**38,5875**	**104**	**4 013**

		Нефтепровод внутриплощад.обвязочный из ст.труб Д.219, 1,65км				
145	**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**	**1 848**	**592**	**1 094 016**
		из них:				
145.1		машины и механизмы			592	1 094 016
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*245 784*
145.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	58,677696	18 638	1 093 635
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*58,677696*	*4 175*	*244 979*
146	**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**	**1 848**	**91**	**168 168**
		из них:				
146.1		машины и механизмы			91	168 168
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*44 352*
146.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	15,168384	11 041	167 474
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*15,168384*	*2 923*	*44 337*
147	**1125-0201-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы диаметром 219 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**1,65**	**2 091 065**	**3 450 257**
		из них:				
147.1		затраты на труд рабочих			1 101 969	1 818 249
		в том числе оплата труда рабочих			*562 059*	*927 397*
147.1.1	005-0148	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,8). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	274,7844	6 617	1 818 248
147.2		машины и механизмы			945 180	1 559 547
		в том числе оплата труда машинистов			*359 617*	*593 368*
147.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	47,68632	9 992	476 482
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*47,68632*	*2 446*	*116 641*
147.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	8,66052	38 190	330 745
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*8,66052*	*31 446*	*272 339*
147.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	1,411344	16 956	23 931
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,411344*	*4 175*	*5 892*
147.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	30,79296	15 250	469 593
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*30,79296*	*4 175*	*128 561*
147.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	19,309752	11 267	217 563
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*19,309752*	*3 494*	*67 468*

147.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	1,0082556	5 246	5 289
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,0082556*	*2 446*	*2 466*
147.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	0,812592	25 552	20 763
147.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	2,437776	1 675	4 083
147.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	28,526256	389	11 097
147.3		материалы, изделия и конструкции			43 916	72 461
147.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	16,995	609	10 350
147.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	27,1755	242	6 576
147.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0858	647 257	55 535
148	**1125-0207-0506** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 219 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**1,65**	**787 392**	**1 299 197**
		из них:				
148.1		затраты на труд рабочих			148 623	245 228
		в том числе оплата труда рабочих			*75 802*	*125 073*
148.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	49,1832	4 986	245 227
148.2		машины и механизмы			638 769	1 053 969
		в том числе оплата труда машинистов			*295 047*	*486 828*
148.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	26,73	15 250	407 633
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*26,73*	*4 175*	*111 598*
148.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	11,97504	17 843	213 671
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*11,97504*	*13 976*	*167 363*
148.2.3	324-106-0302	Машины изоляционные для труб диаметром от 200 до 300 мм	маш.-ч	11,97504	16 099	192 786
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*11,97504*	*13 976*	*167 363*
148.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	4,244724	1 158	4 915
148.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	3,549744	25 552	90 703
148.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	5,45292	13 305	72 551
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,45292*	*2 923*	*15 939*
148.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	8,403912	8 533	71 711
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*8,403912*	*2 923*	*24 565*
149	**1125-0208-0104** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы промысловые диаметром 219 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**1,65**	**2 209 575**	**3 645 799**
		из них:				
149.1		затраты на труд рабочих			569 586	939 817
		в том числе оплата труда рабочих			*290 524*	*479 365*
149.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	155,034	6 062	939 816
149.2		машины и механизмы			1 614 014	2 663 123

		в том числе оплата труда машинистов			*313 558*	*517 371*
149.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	37,9566	9 992	379 262
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*37,9566*	*2 446*	*92 842*
149.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	37,20816	15 250	567 424
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*37,20816*	*4 175*	*155 344*
149.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	1,71072	16 900	28 911
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,71072*	*4 175*	*7 142*
149.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	37,20816	31 860	1 185 452
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*37,20816*	*3 494*	*130 005*
149.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	37,20816	13 329	495 948
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*37,20816*	*3 494*	*130 005*
149.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,69498	8 533	5 930
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,69498*	*2 923*	*2 031*
149.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	2,095632	93	195
149.3		материалы, изделия и конструкции			25 975	42 859
149.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,00165	954 056	1 574
149.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	1,023	609	623
149.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,37125	242	90
149.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0012375	647 257	801
149.3.5	241-106-0103	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 219х8,0 мм	м	2,6895	14 696	39 525
149.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,00165	708	1
149.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,165	1 493	246
150	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**69,3**	**1 613**	**111 781**
151	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**69,3**	**1 613**	**111 781**
152	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 732,5**	**104**	**180 180**
		Водосборные линии Ду114мм, 0,098+0,098=0,196км				
153	**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**	**219,52**	**592**	**129 956**
		из них:				
153.1		машины и механизмы			592	129 956
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*29 196*
153.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	6,970199	18 638	129 911
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*6,970199*	*4 175*	*29 101*

154	**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**	**219,52**	**91**	**19 976**
		из них:				
154.1		машины и механизмы			91	19 976
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*5 268*
154.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	1,8018202	11 041	19 894
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,8018202*	*2 923*	*5 267*
155	**1122-0103-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубы водопроводные стальные, диаметр 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**	**0,196**	**1 386 519**	**271 757**
		из них:				
155.1		затраты на труд рабочих			1 105 572	216 692
		в том числе оплата труда рабочих			*560 747*	*109 906*
155.1.1	004-0145	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,5). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	34,29216	6 319	216 692
155.2		машины и механизмы			191 507	37 535
		в том числе оплата труда машинистов			*58 878*	*11 540*
155.2.1	315-201-0401	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе, мощность 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,9267114	13 052	25 147
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,9267114*	*3 494*	*6 732*
155.2.2	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	0,1397088	16 956	2 369
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,1397088*	*4 175*	*583*
155.2.3	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,095632	57	119
155.2.4	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	0,2286144	389	89
155.2.5	315-101-0101	Электростанции передвижные мощностью до 4 кВт	маш.-ч	1,4186794	6 755	9 583
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4186794*	*2 923*	*4 147*
155.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,0266717	8 533	228
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,0266717*	*2 923*	*78*
155.3		материалы, изделия и конструкции			89 440	17 530
155.3.1	217-301-0105	Электрод типа Э38, Э42, Э46, Э50 ГОСТ 9467-75, марки АНО-4 диаметром 4 мм	кг	7,84	2 236	17 530
156	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**3,136**	**1 613**	**5 058**
157	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**3,136**	**1 613**	**5 058**
158	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**78,4**	**104**	**8 154**

		Нагнетательные линии из ст.труб Ду89мм, 0,728+0,500+0,765+0,750+0,310+0,200+0,210=3,463км				
159	**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**	**3 878,56**	**592**	**2 296 108**
		из них:				
159.1		машины и механизмы			592	2 296 108
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*515 848*
159.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	123,1520371	18 638	2 295 308
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*123,1520371*	*4 175*	*514 160*
160	**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**	**3 878,56**	**91**	**352 949**
		из них:				
160.1		машины и механизмы			91	352 949
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*93 085*
160.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	31,8352205	11 041	351 493
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*31,8352205*	*2 923*	*93 054*
161	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы (Нагнетательные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**3,463**	**1 578 666**	**5 466 921**
		из них:				
161.1		затраты на труд рабочих			776 146	2 687 794
		в том числе оплата труда рабочих			*395 867*	*1 370 887*
161.1.1	005-0144	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,4). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	435,340656	6 174	2 687 793
161.2		машины и механизмы			778 298	2 695 246
		в том числе оплата труда машинистов			*316 926*	*1 097 515*
161.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	62,3838672	9 992	623 340
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*62,3838672*	*2 446*	*152 591*
161.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	18,1765944	38 190	694 164
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*18,1765944*	*31 446*	*571 581*
161.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	3,366036	16 956	57 075
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,366036*	*4 175*	*14 053*
161.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	58,1202216	15 250	886 333
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*58,1202216*	*4 175*	*242 652*
161.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	32,0895432	11 267	361 553
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*32,0895432*	*3 494*	*112 121*

161.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	1,8468318	5 246	9 688
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,8468318*	*2 446*	*4 517*
161.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	1,5034961	25 552	38 417
161.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	3,4086725	1 675	5 710
161.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	48,7402013	389	18 960
161.3		материалы, изделия и конструкции			24 222	83 881
161.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	24,17174	609	14 721
161.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	35,70353	242	8 640
161.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,093501	647 257	60 519
162	**1125-0207-0503** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**3,463**	**671 194**	**2 324 345**
		из них:				
162.1		затраты на труд рабочих			113 082	391 603
		в том числе оплата труда рабочих			*57 675*	*199 729*
162.1.1	005-0132	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,2). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	78,54084	4 986	391 605
162.2		машины и механизмы			558 112	1 932 742
		в том числе оплата труда машинистов			*264 432*	*915 728*
162.2.1	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	50,49054	15 250	769 981
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*50,49054*	*4 175*	*210 798*
162.2.2	324-106-0101	Машины для очистки и грунтовки труб диаметром от 150 до 300 мм	маш.-ч	22,8890448	17 843	408 409
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*22,8890448*	*13 976*	*319 897*
162.2.3	324-106-0301	Машины изоляционные для труб диаметром до 150 мм	маш.-ч	22,8890448	15 522	355 284
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 2	*чел.-ч*	*22,8890448*	*13 976*	*319 897*
162.2.4	321-201-0101	Котлы битумные передвижные, 400 л	маш.-ч	7,2706378	1 158	8 419
162.2.5	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	6,7993927	25 552	173 738
162.2.6	332-201-0101	Автоцистерна	маш.-ч	5,61006	13 305	74 642
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*5,61006*	*2 923*	*16 398*
162.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	16,6730983	8 533	142 272
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*16,6730983*	*2 923*	*48 735*
163	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**3,463**	**1 446 235**	**5 008 312**
		из них:				
163.1		затраты на труд рабочих			381 033	1 319 517
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*673 038*
163.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	217,670328	6 062	1 319 518
163.2		машины и механизмы			1 030 459	3 568 480

		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*695 499*
163.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	51,1637472	9 992	511 228
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*51,1637472*	*2 446*	*125 147*
163.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	49,368528	15 250	752 870
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*49,368528*	*4 175*	*206 114*
163.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	3,5904384	16 900	60 678
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,5904384*	*4 175*	*14 990*
163.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	49,368528	31 860	1 572 881
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*49,368528*	*3 494*	*172 494*
163.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	49,368528	13 329	658 033
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*49,368528*	*3 494*	*172 494*
163.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,4586156	8 533	12 446
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4586156*	*2 923*	*4 264*
163.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	3,7026396	93	344
163.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	120 315
163.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,003463	954 056	3 304
163.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	1,83539	609	1 118
163.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	6,2334	242	1 508
163.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0013852	647 257	897
163.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	9,3501	12 082	112 968
163.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,003463	708	2
163.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,3463	1 493	517
164	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**55,408**	**1 613**	**89 373**
165	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**55,408**	**1 613**	**89 373**
166	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 385,2**	**104**	**144 061**
		Нефтесборный коллектор из ст.труб Д.114, 2,8км				
167	**1125-0201-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы диаметром 114 мм. Резка труб** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**2,8**	**1 578 666**	**4 420 265**
		из них:				
167.1		затраты на труд рабочих			776 146	2 173 209
		в том числе оплата труда рабочих			*395 867*	*1 108 428*
167.1.1	005-0144	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,4). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	351,9936	6 174	2 173 208
167.2		машины и механизмы			778 298	2 179 234

		в том числе оплата труда машинистов			*316 926*	*887 393*
167.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	50,44032	9 992	504 000
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*50,44032*	*2 446*	*123 377*
167.2.2	324-107-0101	Базы трубосварочные полевые для труб диаметром от 350 до 800 мм	маш.-ч	14,69664	38 190	561 265
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 3	*чел.-ч*	*14,69664*	*31 446*	*462 151*
167.2.3	311-101-1302	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса при сооружении магистральных трубопроводов мощностью свыше 66 до 96 кВт, массой свыше 8,5 до 14 т	маш.-ч	2,7216	16 956	46 147
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,7216*	*4 175*	*11 363*
167.2.4	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	46,99296	15 250	716 643
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*46,99296*	*4 175*	*196 196*
167.2.5	333-101-0101	Тягачи седельные грузоподъёмностью 12 т	маш.-ч	25,94592	11 267	292 333
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*25,94592*	*3 494*	*90 655*
167.2.6	324-108-0501	Установка для подогрева стыков	маш.-ч	1,4932512	5 246	7 834
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4932512*	*2 446*	*3 652*
167.2.7	324-108-0701	Установка для сушки труб диаметром до 1400 мм	маш.-ч	1,215648	25 552	31 062
167.2.8	315-202-0401	Установки для автоматической сварки под слоем флюса	маш.-ч	2,7560736	1 675	4 616
167.2.9	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	39,408768	389	15 330
167.3		материалы, изделия и конструкции			24 222	67 822
167.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	19,544	609	11 902
167.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	28,868	242	6 986
167.3.3	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,0756	647 257	48 933
168	**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*	**Трубопроводы промысловые диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**2,8**	**1 446 235**	**4 049 457**
		из них:				
168.1		затраты на труд рабочих			381 033	1 066 892
		в том числе оплата труда рабочих			*194 351*	*544 183*
168.1.1	005-0143	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	175,9968	6 062	1 066 893
168.2		машины и механизмы			1 030 459	2 885 285
		в том числе оплата труда машинистов			*200 837*	*562 344*
168.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	41,36832	9 992	413 352
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*41,36832*	*2 446*	*101 187*
168.2.2	324-102-0101	Трубоукладчики грузоподъёмность 6,3 т	маш.-ч	39,9168	15 250	608 731
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*39,9168*	*4 175*	*166 653*
168.2.3	324-105-0102	Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м³/ч	маш.-ч	2,90304	16 900	49 061
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,90304*	*4 175*	*12 120*
168.2.4	315-102-0503	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), производительностью 16 м³/мин	маш.-ч	39,9168	31 860	1 271 749
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*39,9168*	*3 494*	*139 469*

168.2.5	315-102-0103	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 11,2 м³/мин	маш.-ч	39,9168	13 329	532 051
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*39,9168*	*3 494*	*139 469*
168.2.6	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,17936	8 533	10 063
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,17936*	*2 923*	*3 447*
168.2.7	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	2,99376	93	278
168.3		материалы, изделия и конструкции			34 743	97 280
168.3.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ ISO 8992-2015 строительный	т	0,0028	954 056	2 671
168.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	1,484	609	904
168.3.3	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	5,04	242	1 220
168.3.4	261-107-0574	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов СТ РК ISO 2560-2012	т	0,00112	647 257	725
168.3.5	241-106-0101	Труба стальная сварная со спиральным швом из стали марки Ст20, класс прочности К 42 СТ РК ГОСТ 31447-2012 размерами 159х6,0 мм	м	7,56	12 082	91 340
168.3.6	261-301-0219	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,0028	708	2
168.3.7	241-703-0401	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	0,28	1 493	418
169	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**44,744**	**1 613**	**72 172**
170	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**44,744**	**1 613**	**72 172**
171	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 118,6**	**104**	**116 334**
	Раздел 3:	**НВК**				**4 284 748**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			3 576 462
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*1 838 639*
		машины и механизмы	тенге			530 393
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*122 791*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			385
		перевозки	тенге			177 508
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	927		
172	**1216-0101-0104** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы -Противопожарный водопровод диаметром до 200 мм. Разборка**	**м**	**329**	**5 612**	**1 846 348**
		из них:				
172.1		затраты на труд рабочих			5 612	1 846 348
		в том числе оплата труда рабочих			*2 885*	*949 165*
172.1.1	009-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	463,684704	3 982	1 846 392
173	**1216-0101-1503** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы диаметром до 100 мм-Тепловой сеть ф100мм в ж/б лотке. Демонтаж в непроходных каналах краном**	**м трубопровода**	**35**	**2 073**	**72 555**
		из них:				

173.1		затраты на труд рабочих			1 770	61 950
		в том числе оплата труда рабочих			*910*	*31 850*
173.1.1	009-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	13,0221	4 758	61 959
173.2		машины и механизмы			292	10 220
		в том числе оплата труда машинистов			*92*	*3 220*
173.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	0,71974	13 242	9 531
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,71974*	*4 175*	*3 005*
173.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,0742	8 533	633
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,0742*	*2 923*	*217*
173.2.3	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,66038	93	61
173.3		материалы, изделия и конструкции			11	385
173.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	0,5775	609	352
173.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	0,1435	242	35
174	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**18,8552**	**1 613**	**30 413**
175	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**18,8552**	**1 613**	**30 413**
176	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**471,38**	**104**	**49 024**
177	**1216-0101-0103** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Изм. и доп. вып. 31* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Трубопроводы водоснабжения и пожаротушения. Разборка**	**м**	**316**	**5 279**	**1 668 164**
		из них:				
177.1		затраты на труд рабочих			5 279	1 668 164
		в том числе оплата труда рабочих			*2 714*	*857 624*
177.1.1	009-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	418,900976	3 982	1 668 064
178	**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**	**761,6**	**592**	**450 867**
		из них:				
178.1		машины и механизмы			592	450 867
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*101 293*
178.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	24,1823232	18 638	450 710
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*24,1823232*	*4 175*	*100 961*
179	**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**	**761,6**	**91**	**69 306**
		из них:				

179.1		машины и механизмы			91	69 306
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*18 278*
179.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	6,2512128	11 041	69 020
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*6,2512128*	*2 923*	*18 272*
180	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка**	**т**	**11,613**	**1 613**	**18 732**
181	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка**	**т**	**11,613**	**1 613**	**18 732**
182	**412-501-0317** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (грунтовые дороги). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**290,325**	**104**	**30 194**
	Раздел 4:	**Демонтаж зданий и сооружений**				**140 617 552**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			109 852 860
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*56 681 877*
		машины и механизмы	тенге			20 041 552
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*6 221 971*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			182 075
		перевозки	тенге			10 541 065
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	23 796		
183	**1218-0101-2501** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Ограждения металлические. Демонтаж**	**м² сетки**	**466,5**	**3 755**	**1 751 708**
		из них:				
183.1		затраты на труд рабочих			3 755	1 751 708
		в том числе оплата труда рабочих			*1 931*	*900 812*
183.1.1	009-0131	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,1). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	360,9777	4 853	1 751 825
184	**1147-0303-0106** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Ограды металлические из сетки, высотой до 2,2 м. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**м оград**	**2 757,389**	**9 430**	**26 002 178**
		из них:				
184.1		затраты на труд рабочих			7 753	21 378 037
		в том числе оплата труда рабочих			*4 020*	*11 084 704*
184.1.1	002-0137	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,7). Работы по устройству несущих и ограждающих конструкций	чел.-ч	3 984,5374006	5 365	21 377 043
184.2		машины и механизмы			1 677	4 624 141
		в том числе оплата труда машинистов			*511*	*1 409 026*
184.2.1	315-201-0101	Агрегаты сварочные передвижные с бензиновым двигателем, с номинальным сварочным током 250-400 А	маш.-ч	123,4670558	1 348	166 434
184.2.2	326-101-1001	Ямокопатели	маш.-ч	7,1471523	411	2 937

184.2.3	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	326,9822172	13 242	4 329 899
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*326,9822172*	*4 175*	*1 365 151*
184.2.4	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	14,830341	8 533	126 547
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*14,830341*	*2 923*	*43 349*
185	**1146-0401-0601** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Навесы металлические. Разборка с вывозкой**	**шт**	**3**	**126 511**	**379 533**
		из них:				
185.1		затраты на труд рабочих			108 960	326 880
		в том числе оплата труда рабочих			*56 153*	*168 459*
185.1.1	006-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	82,296	3 972	326 880
185.2		машины и механизмы			17 551	52 653
		в том числе оплата труда машинистов			*5 777*	*17 331*
185.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	0,2916	15 435	4 501
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,2916*	*4 175*	*1 217*
185.2.2	311-402-0103	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу ковш свыше 0,4 до 0,5 м³, масса свыше 8 до 10 т	маш.-ч	0,3888	15 052	5 852
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,3888*	*4 175*	*1 623*
185.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	4,9572	8 533	42 300
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,9572*	*2 923*	*14 490*
186	**1146-0401-0601** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Беседка. Разборка с вывозкой**	**шт**	**5**	**126 511**	**632 555**
		из них:				
186.1		затраты на труд рабочих			108 960	544 800
		в том числе оплата труда рабочих			*56 153*	*280 765*
186.1.1	006-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	137,16	3 972	544 800
186.2		машины и механизмы			17 551	87 755
		в том числе оплата труда машинистов			*5 777*	*28 885*
186.2.1	314-102-0103	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 16 т	маш.-ч	0,486	15 435	7 501
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,486*	*4 175*	*2 029*
186.2.2	311-402-0103	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу ковш свыше 0,4 до 0,5 м³, масса свыше 8 до 10 т	маш.-ч	0,648	15 052	9 754
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,648*	*4 175*	*2 705*
186.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	8,262	8 533	70 500
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*8,262*	*2 923*	*24 150*
187	**1146-0401-0502** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Уборная кирпичная на 2 очко. Разборка**	**м² площади застройки**	**20**	**21 064**	**421 280**
		из них:				
187.1		затраты на труд рабочих			18 073	361 460
		в том числе оплата труда рабочих			*9 315*	*186 300*

187.1.1	006-0127	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2,7). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	80,2008	4 507	361 465
187.2		машины и механизмы			2 991	59 820
		в том числе оплата труда машинистов			*926*	*18 520*
187.2.1	311-402-0103	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу ковш свыше 0,4 до 0,5 м³, масса свыше 8 до 10 т	маш.-ч	0,432	15 052	6 502
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,432*	*4 175*	*1 804*
187.2.2	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	0,3456	13 242	4 576
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,3456*	*4 175*	*1 443*
187.2.3	315-102-0102	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 5 м³/мин	маш.-ч	3,9528	8 691	34 354
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,9528*	*2 923*	*11 554*
187.2.4	343-401-0201	Молотки отбойные пневматические при работе от передвижных компрессорных станций	маш.-ч	15,8112	85	1 344
187.2.5	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,4104	8 533	3 502
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,4104*	*2 923*	*1 200*
187.2.6	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	0,864	11 041	9 539
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,864*	*2 923*	*2 525*
188	**1109-0103-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Площадка приустьевая и под рем.агр.фунд.СК скважинам,Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, коэффициент 0,7 к времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов), коэффициент 0,5 к норме расхода вспомогательных материалов (электроды, кислород, пропан-бутан). Демонтаж металлических конструкций*	**т конструкций**	**10**	**156 442**	**1 564 420**
		из них:				
188.1		затраты на труд рабочих			102 213	1 022 130
		в том числе оплата труда рабочих			*52 998*	*529 980*
188.1.1	002-0138	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,8). Работы по устройству несущих и ограждающих конструкций	чел.-ч	187,272	5 458	1 022 131
188.2		машины и механизмы			49 340	493 400
		в том числе оплата труда машинистов			*13 912*	*139 120*
188.2.1	315-103-0101	Выпрямители сварочные однопостовые с номинальным сварочным током 315-500 А	маш.-ч	64,9404	663	43 055
188.2.2	314-501-0105	Домкраты гидравлические грузоподъёмностью свыше 63 до 100 т	маш.-ч	6,5016	32	208
188.2.3	314-104-0101	Краны на гусеничном ходу максимальной грузоподъёмностью до 16 т	маш.-ч	36,8172	11 185	411 800
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*36,8172*	*3 494*	*128 639*
188.2.4	314-102-0104	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	0,49896	23 265	11 608
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,49896*	*4 989*	*2 489*
188.2.5	343-202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,1924	57	125
188.2.6	315-103-0701	Электрические печи для сушки сварочных материалов с регулированием температуры в пределах 80-500°С	маш.-ч	2,9484	389	1 147
188.2.7	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	0,9072	13 242	12 013
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,9072*	*4 175*	*3 788*
188.2.8	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,4364	8 533	12 257
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,4364*	*2 923*	*4 199*
188.2.9	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	12,7008	93	1 181

188.3		материалы, изделия и конструкции			4 889	48 890
188.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	6,85	609	4 172
188.3.2	217-301-0105	Электрод типа Э38, Э42, Э46, Э50 ГОСТ 9467-75, марки АНО-4 диаметром 4 мм	кг	20	2 236	44 720
189	**1209-0101-0502** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Переходн.лестница ч-з обволовки ЮВК /УПН /. Разборка.**	**м**	**30**	**3 180**	**95 400**
		из них:				
189.1		затраты на труд рабочих			3 095	92 850
		в том числе оплата труда рабочих			*1 591*	*47 730*
189.1.1	009-0123	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2,3). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	22,05012	4 211	92 853
189.2		машины и механизмы			6	180
189.2.1	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	2,0352	93	189
189.3		материалы, изделия и конструкции			79	2 370
189.3.1	217-605-0108	Ацетилен технический газообразный ГОСТ 5457-75	м³	0,24	5 902	1 416
189.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	1,59	609	968
190	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание гаража для ремонта и стоянки спецтехники. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**210**	**3 000**	**630 000**
		из них:				
190.1		затраты на труд рабочих			1 963	412 230
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*212 310*
190.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	86,84172	4 746	412 151
190.2		машины и механизмы			1 037	217 770
		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*56 280*
190.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	4,1958	13 242	55 561
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,1958*	*4 175*	*17 517*
190.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	3,6288	8 533	30 965
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,6288*	*2 923*	*10 607*
190.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	3,969	11 041	43 822
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,969*	*2 923*	*11 601*
190.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	3,969	21 995	87 298
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,969*	*4 175*	*16 571*
191	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание котельной. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**160**	**3 000**	**480 000**
		из них:				
191.1		затраты на труд рабочих			1 963	314 080
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*161 760*
191.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	66,16512	4 746	314 020
191.2		машины и механизмы			1 037	165 920

		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*42 880*
191.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	3,1968	13 242	42 332
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,1968*	*4 175*	*13 347*
191.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	2,7648	8 533	23 592
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,7648*	*2 923*	*8 082*
191.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	3,024	11 041	33 388
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,024*	*2 923*	*8 839*
191.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	3,024	21 995	66 513
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,024*	*4 175*	*12 625*
192	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание насосной из ЛМК. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**648**	**3 000**	**1 944 000**
		из них:				
192.1		затраты на труд рабочих			1 963	1 272 024
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*655 128*
192.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	267,968736	4 746	1 271 780
192.2		машины и механизмы			1 037	671 976
		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*173 664*
192.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	12,94704	13 242	171 445
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,94704*	*4 175*	*54 054*
192.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	11,19744	8 533	95 548
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*11,19744*	*2 923*	*32 730*
192.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	12,2472	11 041	135 221
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,2472*	*2 923*	*35 799*
192.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	12,2472	21 995	269 377
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*12,2472*	*4 175*	*51 132*
193	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание насосной станции. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**114**	**3 000**	**342 000**
		из них:				
193.1		затраты на труд рабочих			1 963	223 782
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*115 254*
193.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	47,142648	4 746	223 739
193.2		машины и механизмы			1 037	118 218
		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*30 552*
193.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	2,27772	13 242	30 162
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,27772*	*4 175*	*9 509*
193.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	1,96992	8 533	16 809
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,96992*	*2 923*	*5 758*

193.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	2,1546	11 041	23 789
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,1546*	*2 923*	*6 298*
193.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	2,1546	21 995	47 390
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,1546*	*4 175*	*8 995*
194	**1146-0401-0404** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здания кирпичные отапливаемые (Здание общежитие на 30 мест со столовой). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**1 793,55**	**24 411**	**43 782 349**
		из них:				
194.1		затраты на труд рабочих			20 785	37 278 937
		в том числе оплата труда рабочих			*10 712*	*19 212 508*
194.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	7 854,67287	4 746	37 278 277
194.2		машины и механизмы			3 626	6 503 412
		в том числе оплата труда машинистов			*1 158*	*2 076 931*
194.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	359,5135104	13 242	4 760 678
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*359,5135104*	*4 175*	*1 500 969*
194.2.2	315-102-0102	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 5 м³/мин	маш.-ч	123,5827692	8 691	1 074 058
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*123,5827692*	*2 923*	*361 232*
194.2.3	343-401-0201	Молотки отбойные пневматические при работе от передвижных компрессорных станций	маш.-ч	494,3310768	85	42 018
194.2.4	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	73,607292	8 533	628 091
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*73,607292*	*2 923*	*215 154*
195	**1146-0401-0404** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здания кирпичные отапливаемые (Здание общежитие на 20 м.ЮВК). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**1 397,07**	**24 411**	**34 103 876**
		из них:				
195.1		затраты на труд рабочих			20 785	29 038 100
		в том числе оплата труда рабочих			*10 712*	*14 965 414*
195.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	6 118,328358	4 746	29 037 586
195.2		машины и механизмы			3 626	5 065 776
		в том числе оплата труда машинистов			*1 158*	*1 617 807*
195.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	280,0398874	13 242	3 708 288
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*280,0398874*	*4 175*	*1 169 167*
195.2.2	315-102-0102	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 5 м³/мин	маш.-ч	96,2637113	8 691	836 628
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*96,2637113*	*2 923*	*281 379*
195.2.3	343-401-0201	Молотки отбойные пневматические при работе от передвижных компрессорных станций	маш.-ч	385,0548451	85	32 730
195.2.4	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	57,3357528	8 533	489 246
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*57,3357528*	*2 923*	*167 592*

196	**1146-0401-0301** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Система водопровода. Разборка**	**м³ строительного объема**	**3 190,62**	**789**	**2 517 399**
		из них:				
196.1		затраты на труд рабочих			688	2 195 147
		в том числе оплата труда рабочих			*355*	*1 132 670*
196.1.1	006-0137	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,7). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	406,6126128	5 398	2 194 895
196.2		машины и механизмы			60	191 437
		в том числе оплата труда машинистов			*18*	*57 431*
196.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	6,8917392	13 242	91 260
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*6,8917392*	*4 175*	*28 773*
196.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	10,3376088	8 533	88 211
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*10,3376088*	*2 923*	*30 217*
196.2.3	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	93,0384792	93	8 653
196.3		материалы, изделия и конструкции			41	130 815
196.3.1	217-605-0108	Ацетилен технический газообразный ГОСТ 5457-75	м³	12,443418	5 902	73 441
196.3.2	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	95,7186	609	58 293
197	**1146-0401-0303** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Система канализации. Разборка**	**м³ строительного объема**	**3 190,62**	**4 346**	**13 866 434**
		из них:				
197.1		затраты на труд рабочих			3 957	12 625 283
		в том числе оплата труда рабочих			*2 039*	*6 505 674*
197.1.1	006-0140	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	2 226,0317616	5 671	12 623 826
197.2		машины и механизмы			389	1 241 151
		в том числе оплата труда машинистов			*128*	*408 399*
197.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	44,7963048	13 242	593 193
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*44,7963048*	*4 175*	*187 025*
197.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	75,8091312	8 533	646 879
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*75,8091312*	*2 923*	*221 590*
198	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание операторное. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**371**	**3 000**	**1 113 000**
		из них:				
198.1		затраты на труд рабочих			1 963	728 273
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*375 081*
198.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	153,420372	4 746	728 133
198.2		машины и механизмы			1 037	384 727
		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*99 428*
198.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	7,41258	13 242	98 157
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,41258*	*4 175*	*30 948*

198.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	6,41088	8 533	54 704
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*6,41088*	*2 923*	*18 739*
198.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	7,0119	11 041	77 418
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,0119*	*2 923*	*20 496*
198.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	7,0119	21 995	154 227
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,0119*	*4 175*	*29 275*
199	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание пункт сбора нефти №1 м/р ЮВК. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**49,5**	**3 000**	**148 501**
		из них:				
199.1		затраты на труд рабочих			1 963	97 169
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*50 045*
199.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	20,469834	4 746	97 150
199.2		машины и механизмы			1 037	51 332
		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*13 266*
199.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	0,98901	13 242	13 096
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,98901*	*4 175*	*4 129*
199.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,85536	8 533	7 299
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,85536*	*2 923*	*2 500*
199.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	0,93555	11 041	10 329
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,93555*	*2 923*	*2 735*
199.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	0,93555	21 995	20 577
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,93555*	*4 175*	*3 906*
200	**1125-0121-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Здание электрощитовой ЮВК/** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**т блок-боксов**	**3**	**60 598**	**181 794**
		из них:				
200.1		затраты на труд рабочих			37 137	111 411
		в том числе оплата труда рабочих			*18 941*	*56 823*
200.1.1	005-0140	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	19,44	5 731	111 411
200.2		машины и механизмы			23 461	70 383
		в том числе оплата труда машинистов			*7 242*	*21 726*
200.2.1	315-201-0301	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	2,09952	9 992	20 978
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*2,09952*	*2 446*	*5 135*
200.2.2	314-501-0102	Домкраты гидравлические грузоподъёмностью свыше 6,3 до 25 т	маш.-ч	0,344088	11	4
200.2.3	314-102-0402	Краны на автомобильном ходу при сооружении магистральных трубопроводов максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	1,735992	13 953	24 222

		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,735992*	*4 175*	*7 248*
200.2.4	314-104-0402	Краны на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов максимальной грузоподъёмностью 25 т	маш.-ч	0,75816	17 648	13 380
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1,5	*чел.-ч*	*0,75816*	*7 861,5*	*5 960*
200.2.5	334-201-0101	Прицепы тракторные грузоподъёмностью 2 т	маш.-ч	0,627912	105	66
200.2.6	334-101-0302	Тракторы на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов мощностью 96 кВт (130 л.с.)	маш.-ч	0,627912	12 935	8 122
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,627912*	*3 494*	*2 194*
200.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,406296	8 533	3 467
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,406296*	*2 923*	*1 188*
200.2.8	315-202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	1,551312	93	144
201	**1146-0401-0405** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Здание техн. насосная ППД ЮВК. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов**	**м³ строительного объема**	**40,02**	**3 000**	**120 060**
		из них:				
201.1		затраты на труд рабочих			1 963	78 559
		в том числе оплата труда рабочих			*1 011*	*40 460*
201.1.1	006-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные работы в грунтах, работы по устройству конструкций башенного и мачтового типа, промышленных печей и труб	чел.-ч	16,5495506	4 746	78 544
201.2		машины и механизмы			1 037	41 501
		в том числе оплата труда машинистов			*268*	*10 725*
201.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	0,7995996	13 242	10 588
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,7995996*	*4 175*	*3 338*
201.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,6915456	8 533	5 901
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,6915456*	*2 923*	*2 021*
201.2.3	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	0,756378	11 041	8 351
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,756378*	*2 923*	*2 211*
201.2.4	311-401-0107	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 1 до 1,25 м³, масса свыше 20 до 23 т	маш.-ч	0,756378	21 995	16 637
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,756378*	*4 175*	*3 158*
202	**414-104-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Мусор строительный (механизированная). Погрузка**	**т**	**8 609,652**	**266**	**2 290 167**
203	**412-102-0217** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**215 241,3**	**37**	**7 963 928**
204	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**69,822141**	**1 430**	**99 846**
205	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**69,822141**	**1 430**	**99 846**
206	**411-103-0217** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**1 745,553525**	**50**	**87 278**
	Раздел 5:	**Демонтаж КТП, КЛ, ВЛ-0,4кВ, ВЛ-6кВ**				**51 051 976**

		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			25 958 804
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*13 233 830*
		машины и механизмы	тенге			19 836 332
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*5 932 177*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			57 119
		перевозки	тенге			5 199 721
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	6 812		
207	**1308-0101-2502** *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 1000 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**	**69**	**154 769**	**10 679 061**
		из них:				
207.1		затраты на труд рабочих			90 394	6 237 186
		в том числе оплата труда рабочих			*45 856*	*3 164 064*
207.1.1	004-0140	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	1 082,472	5 762	6 237 204
207.2		машины и механизмы			63 798	4 402 062
		в том числе оплата труда машинистов			*20 223*	*1 395 387*
207.2.1	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	68,45904	353	24 166
207.2.2	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	288,75672	13 242	3 823 716
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*288,75672*	*4 175*	*1 205 559*
207.2.3	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	64,94832	8 533	554 204
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*64,94832*	*2 923*	*189 844*
207.3		материалы, изделия и конструкции			577	39 813
207.3.1	217-302-0105	Электрод типа Э42А, Э46А, Э50А ГОСТ 9467-75, марки УОНИ-13/45 диаметром 4 мм	кг	34,5	1 154	39 813
208	**1308-0103-1102** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Трансформатор силовой, автотрансформатор или масляный реактор, масса до 3 т. 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*	**шт.**	**3**	**97 885**	**293 655**
		из них:				
208.1		затраты на труд рабочих			65 963	197 889
		в том числе оплата труда рабочих			*33 463*	*100 389*
208.1.1	004-0140	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	34,344	5 762	197 890
208.2		машины и механизмы			31 922	95 766
		в том числе оплата труда машинистов			*10 423*	*31 269*
208.2.1	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	4,24848	13 242	56 258
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,24848*	*4 175*	*17 737*
208.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	4,63008	8 533	39 508
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*4,63008*	*2 923*	*13 534*

209	**1308-0101-0107** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Трансформатор трехфазный 35 кВ мощностью 4000, 6300 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*	**шт.**	**2**	**965 228**	**1 930 456**
		из них:				
209.1		затраты на труд рабочих			759 800	1 519 600
		в том числе оплата труда рабочих			*385 438*	*770 876*
209.1.1	004-0140	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 4). Работы по устройству внутренних и наружных инженерных систем	чел.-ч	263,728	5 762	1 519 601
209.2		машины и механизмы			196 775	393 550
		в том числе оплата труда машинистов			*57 977*	*115 954*
209.2.1	314-501-0104	Домкраты гидравлические грузоподъёмностью свыше 50 до 63 т	маш.-ч	22,2176	23	511
209.2.2	314-504-0201	Подъемники гидравлические высотой подъема до 10 м	маш.-ч	1,74688	5 373	9 386
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*1,74688*	*2 446*	*4 273*
209.2.3	315-103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,66272	353	940
209.2.4	342-204-0601	Шкаф сушильный	маш.-ч	2,95104	125	369
209.2.5	314-102-0101	Краны на автомобильном ходу максимальной грузоподъёмностью 10 т	маш.-ч	25,9488	13 242	343 614
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*25,9488*	*4 175*	*108 336*
209.2.6	334-102-0104	Тракторы на пневмоколесном ходу мощностью 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	0,39856	9 177	3 658
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,39856*	*2 923*	*1 165*
209.2.7	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,74624	8 533	6 368
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,74624*	*2 923*	*2 181*
209.2.8	342-204-1101	Маслоподогреватели	маш.-ч	7,86944	2 960	23 294
209.2.9	342-204-0901	Установка передвижная цеолитовая	маш.-ч	0,636	1 931	1 228
209.2.10	314-501-0201	Станция насосная для привода гидродомкратов	маш.-ч	5,41024	773	4 182
209.3		материалы, изделия и конструкции			8 653	17 306
209.3.1	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м³	15,8	609	9 622
209.3.2	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ 34858-2022	кг	6	242	1 452
209.3.3	217-302-0105	Электрод типа Э42А, Э46А, Э50А ГОСТ 9467-75, марки УОНИ-13/45 диаметром 4 мм	кг	5,4	1 154	6 232
210	**1217-0101-0601** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Кабель контрольный КВВГЭ 7х1,5 . Демонтаж**	**м**	**2 500**	**408**	**1 020 000**
		из них:				
210.1		затраты на труд рабочих			407	1 017 500
		в том числе оплата труда рабочих			*209*	*522 500*
210.1.1	009-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	255,46	3 982	1 017 242
210.2		машины и механизмы			1	2 500
210.2.1	314-504-0501	Подъемники мачтовые высотой подъема 50 м	маш.-ч	0,265	6 332	1 678
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,265*	*2 446*	*648*
211	**1217-0101-0601** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Кабель-Кабель линии КЛ-0,4кВ . Демонтаж**	**м**	**3 023**	**408**	**1 233 384**
		из них:				
211.1		затраты на труд рабочих			407	1 230 361

		в том числе оплата труда рабочих			*209*	*631 807*
211.1.1	009-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	308,902232	3 982	1 230 049
211.2		машины и механизмы			1	3 023
211.2.1	314-504-0501	Подъемники мачтовые высотой подъема 50 м	маш.-ч	0,320438	6 332	2 029
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,320438*	*2 446*	*784*
212	**1217-0101-0202** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Кабельная эстакада . Демонтаж**	**м**	**1 155**	**1 262**	**1 457 610**
		из них:				
212.1		затраты на труд рабочих			1 257	1 451 835
		в том числе оплата труда рабочих			*646*	*746 130*
212.1.1	009-0127	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2,7). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	321,37875	4 519	1 452 311
212.2		машины и механизмы			5	5 775
		в том числе оплата труда машинистов			*2*	*2 310*
212.2.1	314-504-0501	Подъемники мачтовые высотой подъема 50 м	маш.-ч	0,97944	6 332	6 202
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,97944*	*2 446*	*2 396*
213	**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**	**5 342,4**	**592**	**3 162 701**
		из них:				
213.1		машины и механизмы			592	3 162 701
		в том числе оплата труда машинистов			*133*	*710 539*
213.1.1	311-401-0105	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу ковш свыше 0,5 до 0,65 м³, масса свыше 10 до 13 т	маш.-ч	169,6318848	18 638	3 161 599
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*169,6318848*	*4 175*	*708 213*
214	**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**	**5 342,4**	**91**	**486 158**
		из них:				
214.1		машины и механизмы			91	486 158
		в том числе оплата труда машинистов			*24*	*128 218*
214.1.1	311-101-0101	Бульдозеры-рыхлители на гусеничном ходу, легкого класса мощностью от 37 до 66 кВт, массой от 7,8 до 8,5 т	маш.-ч	43,8504192	11 041	484 152
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*43,8504192*	*2 923*	*128 175*
215	**1133-0206-0102** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Светильники ЖТУ 06-70-005. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**светильник**	**7**	**11 920**	**83 440**
		из них:				
215.1		затраты на труд рабочих			6 614	46 298
		в том числе оплата труда рабочих			*3 373*	*23 611*

215.1.1	005-0133	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	9,11736	5 078	46 298
215.2		машины и механизмы			5 306	37 142
		в том числе оплата труда машинистов			*1 534*	*10 738*
215.2.1	314-504-0101	Автогидроподъемники высотой подъема 12 м	маш.-ч	3,1752	10 357	32 886
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*3,1752*	*2 923*	*9 281*
215.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	0,49896	8 533	4 258
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,49896*	*2 923*	*1 458*
216	**1217-0101-0601** *ЭСН РК 8.05-01-2022* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Кабель линия связи. Демонтаж**	**м**	**1 035**	**408**	**422 280**
		из них:				
216.1		затраты на труд рабочих			407	421 245
		в том числе оплата труда рабочих			*209*	*216 315*
216.1.1	009-0120	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2). Работы по ремонту зданий и сооружений	чел.-ч	105,76044	3 982	421 138
216.2		машины и механизмы			1	1 035
216.2.1	314-504-0501	Подъемники мачтовые высотой подъема 50 м	маш.-ч	0,10971	6 332	695
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*0,10971*	*2 446*	*268*
217	**1133-0209-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Провода ВЛ 0,4 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры**	**шт.**	**338**	**10 820**	**3 657 160**
		из них:				
217.1		затраты на труд рабочих			6 352	2 146 976
		в том числе оплата труда рабочих			*3 240*	*1 095 120*
217.1.1	005-0128	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 2,8). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	463,6008	4 631	2 146 935
217.2		машины и механизмы			4 468	1 510 184
		в том числе оплата труда машинистов			*1 294*	*437 372*
217.2.1	314-504-0101	Автогидроподъемники высотой подъема 12 м	маш.-ч	127,764	10 357	1 323 252
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*127,764*	*2 923*	*373 454*
217.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	21,9024	8 533	186 893
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*21,9024*	*2 923*	*64 021*
218	**1133-0209-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Провода ВЛ 6 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры**	**шт.**	**670**	**15 641**	**10 479 470**
		из них:				
218.1		затраты на труд рабочих			10 515	7 045 050
		в том числе оплата труда рабочих			*5 363*	*3 593 210*
218.1.1	005-0130	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	1 468,908	4 796	7 044 883
218.2		машины и механизмы			5 126	3 434 420
		в том числе оплата труда машинистов			*1 453*	*973 510*
218.2.1	314-504-0101	Автогидроподъемники высотой подъема 12 м	маш.-ч	325,62	10 357	3 372 446
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*325,62*	*2 923*	*951 787*

218.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	7,236	8 533	61 745
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*7,236*	*2 923*	*21 151*
219	**1133-0209-0301** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных**	**шт.**	**1 008**	**10 860**	**10 946 880**
		из них:				
219.1		затраты на труд рабочих			4 608	4 644 864
		в том числе оплата труда рабочих			*2 351*	*2 369 808*
219.1.1	005-0135	Затраты труда рабочих (средний разряд работы 3,5). Специальные строительные и монтажные работы по устройству линейных сооружений	чел.-ч	881,7984	5 268	4 645 314
219.2		машины и механизмы			6 252	6 302 016
		в том числе оплата труда машинистов			*2 110*	*2 126 880*
219.2.1	311-601-1101	Машины бурильно-крановые с глубиной бурения 3,5 м на автомобиле	маш.-ч	479,0016	12 379	5 929 561
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*479,0016*	*4 175*	*1 999 832*
219.2.2	331-101-0101	Автомобили бортовые грузоподъёмностью до 5 т	маш.-ч	43,5456	8 533	371 575
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1	*чел.-ч*	*43,5456*	*2 923*	*127 284*
220	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**59,4138**	**1 430**	**84 962**
221	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**59,4138**	**1 430**	**84 962**
222	**414-101-0701** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка**	**т**	**1 184,4**	**1 467**	**1 737 515**
223	**414-101-0702** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка**	**т**	**1 184,4**	**1 467**	**1 737 515**
224	**411-103-0217** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 20 до 30 км**	**т·км**	**31 095,345**	**50**	**1 554 767**

Таблица П.12.2 – График ликвидации скважин в период разработки (рекомендуемый)

Год	Ликвидация скважин в консервации	Ликвидация контрольных скважин	Ликвидация водозаборных скважин	Выбытие добывающих скважин	Выбытие нагнетательных скважин	Всего к ликвидации
2026				3		3
2027				4		4
2028				4		4
2029				3		3
2030				6		6
2031				4		4
2032				2		2
2033						0
2034				2		2
2035				4		4
2036				1		1
2037				2		2
2038				3		3
2039				6		6
2040				1		1
2041				3		3
2042				3		3
2043				8		8
2044				3	1	4
2045				4		4
2046				3		3
2047				3		3
2048						0
2049				4		4
2050					1	1
2051				3		3
2052				1	1	2
2053				1		1
2054				2		2
2055				2	1	3
2056						0
2057				2	1	3
2058				1		1
2059				1		1
2060		2	2			4
2061	1	2	2			5
2062	1	2	2			5
2063	1	2	2			5
Итого	**3**	**8**	**8**	**89**	**5**	**113**