

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №21033693

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

З. К. Киякбаев

« » 2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ВОСТОЧНЫЙ

(Договор №1175843/2026/1 от 06.01.2026г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

Заместитель директора Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг» по производству

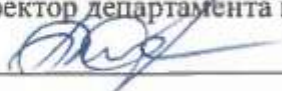
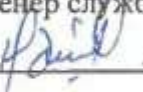
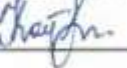
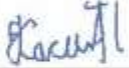
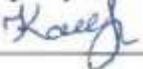
А. Ж. Шагильбаев

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта Директор департамента по разработке		Башев А.А.	Общее руководство
Руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО		Хажитов В.З.	(главы 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 15)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО		Шатилов В.А.	(главы 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14)
Ответственный исполнитель по геологии, Инженер службы геологического моделирования		Әлібекұлы Н.	(глава 4, разделы 4.1, 4.3, 4.4, 4.5, 4.7, 10.3, 15)
Старший инженер службы геофизики и петрофизики		Кайргалиева А.Ж.	(раздел 4.2, 10.2)
Ведущий инженер службы геофизики и петрофизики		Нысангалиева Ш.О.	(разделы 4.2, 4.6, 10.2)
Эксперт службы геологического моделирования		Есенов К.М.	(раздел 2.3)
Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа		Дюсемалиев А.Б.	(раздел 7.2)
Инженер службы системы сбора, транспорта и подготовки продукции		Каким А.С.	(разделы 7.3, 7.6)
Инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин		Ундасинов С.И.	(раздел 7.4)
Инженер службы экологии		Касымгалиева С.Х.	(глава 12)
Эксперт службы бюджетирования и экономического анализа		Матжанова М.Д.	(главы 11, 14)
Ответственный за Документ-контроль:		Хажитов В.З.	

СОДЕРЖАНИЕ

№.№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	15
	ВВЕДЕНИЕ	17
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	23
2	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	26
	2.1 Характеристика геологического строения	26
	2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	50
	2.3 Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды	57
	2.4 Физико-гидродинамические характеристики	67
	2.5 Запасы нефти и газа	73
3	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	76
	3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	76
	3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	83
	3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	83
	3.2.2 Анализ технологических показателей разработки	89
	3.2.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов	114
	3.2.4 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	120
	3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	122
	3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	122
	3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	123
	3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	124
	3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки по геолого-физическим характеристикам продуктивных отложений	124
	3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	126
	3.4.3 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	128
	3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	131
	3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	134
4	Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки	140
	4.1 Технологические показатели вариантов разработки	140
	4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки	150
	4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	161
5	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	163
6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	167

№№ п/п	Наименование		Стр.
1	2		3
	6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутри скважинного оборудования	167
	6.1.1	Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин на контрактной территории ТОО СП КазГерМунай (КГМ) и на контрактной территории ТОО Саутс Ойл (СО)	170
	6.1.2	Условия фонтанирования скважин	170
	6.1.3	Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин	172
	6.1.4	Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин	176
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	178
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	183
	6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	191
	6.5	Выполнение требований и рекомендаций к системе ППД, качеству используемой воды	198
	6.6	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	199
7	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН		201
	7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	201
	7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	204
8	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ		207
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ		219
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ		232
	10.1	Климатические условия расположения месторождения	232
	10.2	Организация контроля над выбросами	233
	10.3	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	235
	10.4	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	235
	10.5	Производственные отходы предприятия	239
	10.6	Охрана недр	240
11	ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ		243
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		249
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		251

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	2.2.1	Характеристика отбора керна	52
2	2.2.2	Виды исследований, проведенные на кернах	52
3	2.2.3	Характеристика толщин продуктивных горизонтов	53
4	2.2.4	Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов	56
5	2.3.1	Изученность горизонтов пробами пластовой нефти	57
6	2.3.2	Свойства пластовой нефти и воды по горизонтам	58
7	2.3.3	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	65
8	2.3.4	Состав газа однократного разгазирования	66
9	2.3.5	Рекомендуемые параметры пластовой и сепарированной нефти	67
10	2.4.1	Виды специальных исследований, проведенных на кернах	67
11	2.4.2	Характеристика образцов, исследованных методом ртутной порометрии (скв. №42)	68
12	2.4.3	Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе вода-нефть (скв. 42)	70
13	2.4.4	Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть (скв. 70)	70
14	2.4.5	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	71
15	2.4.6	Результаты анализа смачиваемости методом центрифугирования	71
16	2.4.7	Характеристики вытеснения нефти рабочим реагентом по зонам продуктивного пласта	72
17	2.5.1	Сводная таблица утвержденных подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	74
18	3.1.1	Количество проведенных ГДИС с начала разработки	76
19	3.1.2	Средние значения начального и текущего пластового давлений по объектам разработки	81
20	3.1.4	Результаты проведенных ГДИС за последние 5 лет	81
21	3.1.5	Результаты ГДИС	82
22	3.2.1	Характеристика фонда скважин месторождения на 01.07.2022г	84
23	3.2.1	Технологические показатели I объекта контрактной территории «КГМ» за 2018-2022г	97
24	3.2.2	Технологические показатели I объекта контрактной территории «СО» за 2018-2022г	98
25	3.2.3	Технологические показатели в целом по I объекту за 2018-2022г	99
26	3.2.4	Технологические показатели II объекта за 2018-2022г	100
27	3.2.5	Технологические показатели возвратного объекта за 2018-2022г	101
28	3.2.6	Технологические показатели в целом по контрактной территории «КГМ» за 2018-2022г	102
29	3.2.7	Технологические показатели в целом по месторождению за 2018-2022г	103
30	3.2.8	Сравнение проектных и фактических показателей I объекта контрактной территории «КГМ»	104
31	3.2.9	Сравнение проектных и фактических показателей I объекта контрактной территории «СО»	105
32	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей в целом I объекта	107

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
33	3.2.11	Сравнение проектных и фактических показателей II объекта	108
34	3.2.12	Сравнение проектных и фактических показателей возвратного объекта	109
35	3.2.13	Сравнение проектных и фактических показателей в целом по контрактной территории «КГМ»	110
36	3.2.14	Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению	112
37	3.2.15	Результаты исследований PLT по скважинам №21 и 2К	115
38	3.2.16	Выработанность запасов по объектам	115
39	3.2.17	Результаты расчетов вовлеченных запасов и потенциальных КИН по методикам характеристики вытеснения	119
40	3.3.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	122
39	3.3.2	Адресная программа рекомендуемых ГТМ по рекомендуемым вариантам	124
40	3.4.1	Маркетинговые показатели	132
41	3.4.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат, ТОО СП «Казгермунай»	134
42	3.4.3	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат, ТОО «Саутс ойл»	134
43	3.4.4	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	135
44	3.4.5	Ставки налога на добычу	136
45	3.4.6	Ставки рентного налога на экспорт	136
46	3.4.7	Шкала экспортной таможенной пошлины	136
47	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта («КГМ»). Вариант III (рекомендуемый)	138
48	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки I объекта («КГМ»). Вариант III (рекомендуемый)	138
49	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта («СО»). Вариант II (рекомендуемый)	139
50	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта («СО»). Вариант II (рекомендуемый)	139
51	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин в целом по I объекту (рекомендуемые варианты по обоим контрактным территориям)	140
52	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки в целом по I объекту (рекомендуемые варианты по обоим контрактным территориям)	140
53	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин II объекта («КГМ»). Вариант III (рекомендуемый)	141
54	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта («КГМ»). Вариант III (рекомендуемый)	141
55	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин возвратного объекта («КГМ»). Вариант III (рекомендуемый)	142
56	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки возвратного объекта («КГМ»). Вариант III (рекомендуемый)	142
57	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин в целом по «КГМ». Вариант III (рекомендуемый)	143
58	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки в целом по «КГМ». Вариант III (рекомендуемый)	143

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
59	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (рекомендуемые варианты по обоим контрактным территориям)	144
60	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению (рекомендуемые варианты по обоим контрактным территориям)	144
61	4.1.15	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождений	145
62	4.1.16	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	146
63	4.2.1	Капитальные вложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант	149
64	4.2.2	Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант	149
65	4.2.3	Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант	149
66	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант	151
67	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант	153
68	4.2.6	Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант	154
69	4.2.7	Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант	154
70	4.2.8	Производственный доход по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант	154
71	4.2.9	Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант	154
72	4.2.10	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант	156
73	4.3.1	Сопоставление величин КИН за рентабельный период по вариантам разработки	158
74	4.3.2	Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН с ранее утвержденными	159
75	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай»	162
76	5.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом по контрактной территории ТОО «Саутс ойл»	163
77	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Восточный в пределах контрактной лицензированной территории ТОО СП КазГерМунай	166
78	6.1.2	Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Восточный в пределах контрактной территории ТОО Саутс Ойл	166
79	6.2.1	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	180
80	6.3.1	Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный	181
81	6.3.2	Требования к качеству товарной нефти	188
82	6.4.1	Техническая характеристика ПП-0,63А	190

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
83	6.4.2	Техническая характеристика ПНК-1,9	191
84	6.4.3	Баланс объема добычи сырого газа на месторождении Акшабулак Восточный по КГМ в целом Вариант 2 (рекомендуемый)	193
85	6.4.4	Баланс объема добычи сырого газа на месторождении Акшабулак Восточный по СО (1 объект) Вариант 2 (рекомендуемый)	194
86	6.5.1	Техническая характеристика насосной установки ГНК 1600-400	196
87	7.1.1	Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин	198
88	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению (рекомендуемые варианты по двум контрактным территориям)	204
89	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по «КГМ». III вариант (рекомендуемый)	205
90	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ I объекта «КГМ». III вариант (рекомендуемый)	207
91	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ I объекта «СО». II вариант (рекомендуемый)	208
92	8.1.5	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по I объекту (рекомендуемый III вариант по КГМ+II вариант по СО)	210
93	8.1.6	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ II объекта. III вариант (рекомендуемый)	211
94	8.1.7	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ возвратного объекта. III вариант (рекомендуемый)	213
95	9.1.1	Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой	227
96	10.1.1	Общая климатическая характеристика	228
97	10.1.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	228
98	10.1.3	Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)	228
99	10.1.4	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	228
100	10.1.5	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2021г	228
101	10.3.1	Размеры СЗЗ	231
102	10.4.1	Результаты анализа проб воды	233
103	11.1	Таблица ликвидации скважин	240
104	11.2	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	240
105	11.3	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	241
106	11.4	Расчет размера суммы ликвидации скважин, промысловых объектов и рекультивации	242
107	11.5	Исходные данные для расчета отчислений в Ликвидационный фонд по месторождению	243
108	11.6	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	244

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ Рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	2.1	Обзорная карта	25
2	2.1.1	Сводный геологический разрез целевых интервалов	26
3	2.1.2	Тектоническая схема Арыскупского прогиба	32
4	2.1.3	Структурная карта по кровле горизонта Ю-П и Ю- III по данным переинтерпретации сейсмики 3D 2007г.	33
5	2.1.4	Вертикальные и горизонтальные сечения исходного сейсмического куба	34
6	2.1.5	Горизонтальный слайс сейсмического атрибута Variance 1276 мс.	34
7	2.1.6	Горизонтальный слайс сейсмического атрибута RMS amplitude 1298 мс.	36
8	2.1.7	Пример построения различных сечений	36
9	2.1.8	Сейсмический разрез по линии inline 1648. Черным цветом показаны стратиграфические слайсы, построенные между ОГ Top Aryskum и Top Jurassic	37
10	2.1.9	Сейсмический разрез по линии inline 1648. Черным цветом показаны стратиграфические слайсы, построенные между ОГ Top Jurassic и Yu II	37
11	2.1.10	Сейсмический атрибут “sweetness”, рассчитанный по стратиграфическому слайсу между ОГ Top Jurassic и Yu II (0-30 мс от ОГ Top Jurassic)	38
12	2.1.11	Сейсмический атрибут “variance”, рассчитанный по стратиграфическому слайсу между ОГ Top Jurassic и Yu II (30 - 141 мс от ОГ Top Jurassic)	38
13	2.1.12	Пример выделения палеорусел (А-Е) на сейсмическом разрезе по линии crossline 1169	38
14	2.1.13	Пример выделения русловых отложений в скважинах 36, 273 (Акшабулак Южный, Акшабулак Центральный)	39
15	2.1.14	Пример выделения русловых отложений в скв. №208, 273 (Акшабулак Центральный)	39
16	2.1.15	Пример выделения русловых отложений в скв. №43, 34	40
17	2.1.16	Общая схема распределения палеорусел	41
18	2.1.17	Профиль ствола скважины 34БС и 34 в литологическом разрезе	42
19	2.1.18	Профиль ствола скважины 34БС и 34 в сейсмическом профиле	43
20	2.1.19	Конфигурация песчаного пласта горизонта Ю-П	44
21	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания	61
22	2.3.2	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	61
23	2.3.3	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	61
24	2.3.4	Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти	61
25	2.4.1	Кривые капиллярного давления	68
26	2.4.2	Профили водонасыщенности при различной пористости (ртутная порометрия)	69
27	2.4.3	Кривые распределения размера пор (скв. №42)	69
28	2.4.4	Кривая относительной проницаемости нефти	70
29	2.4.5	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. 70)	71
30	3.3.1	Динамика пластового давления по I объекту	78

№№ п/п	№№ Рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
31	3.2.1	Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения на 01.07.2022г	85
32	3.2.2.	Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения по контрактным территориям недропользователей	85
33	3.2.1	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	90
34	3.2.2	Показатели накопленной добычи нефти по скважинам	90
35	3.2.3	Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки	92
36	3.2.4	Результаты исследований PLT по скважинам №21 (слева) и 2К (справа)	114
37	3.2.5	Кривые характеристики вытеснений по I объекту («КГМ»)	116
38	3.2.6	Кривые характеристики вытеснений по I объекту («СО»)	117
39	3.2.7	Кривые характеристики вытеснений по II объекту («КГМ»)	118
40	6.1.1	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)	168
39	6.1.2	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)	168
40	6.1.3	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (Возвратного объект)	169
41	6.1.4	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	171
42	6.1.5	Устьевая арматура ЭЦН	175
43	6.3.1	Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Акшабулак	182
44	6.3.2	Существующая принципиальная схема ГУ-1 месторождения Акшабулак Восточный	184
45	6.3.3	Технологическая схема ЦППН месторождения	186
46	6.3.4	Принципиальная блок схема Установки предварительного сброса воды (УПСВ) на территории «Саутс Ойл»	188
47	6.4.1	Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа	190
48	6.4.2	Принципиально- технологическая схема Установки подготовки газа (УПГ-1) на месторождении Акшабулак Восточный ТОО «СП Казгермунай»	190
49	6.4.3	Принципиально- технологическая схема Установки подготовки газа (УПГ-2) на месторождении Акшабулак Восточный ТОО «СП Казгермунай»	191
50	10.1	Роза ветров	229

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта («КГМ»). Вариант I	248
2	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки I объекта («КГМ»). Вариант I	248
3	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта («СО»). Вариант I	248
4	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта («СО»). Вариант I	249
5	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта («КГМ»). Вариант I	249
6	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта («КГМ»). Вариант I	249
7	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин возвратного объекта («КГМ»). Вариант I	250
8	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки возвратного объекта («КГМ»). Вариант I	250
9	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин в целом по «КГМ». Вариант I	250
10	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки в целом по «КГМ». Вариант I	251
11	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант I	251
12	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант I	251
13	П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин I объекта («КГМ»). Вариант II	252
14	П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки I объекта («КГМ»). Вариант II	252
15	П.4.1.15	Характеристика основного фонда скважин II объекта («КГМ»). Вариант II	252
16	П.4.1.16	Характеристика основных показателей разработки II объекта («КГМ»). Вариант II	253
17	П.4.1.17	Характеристика основных показателей разработки возвратного объекта («КГМ»). Вариант II	253
18	П.4.1.18	Характеристика основных показателей разработки возвратного объекта («КГМ»). Вариант II	253
19	П.4.1.19	Характеристика основного фонда скважин в целом по «КГМ». Вариант II	254
20	П.4.1.20	Характеристика основных показателей разработки в целом по «КГМ». Вариант II	254
21	П.4.1.21	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант II	254
22	П.4.1.22	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант II	255
23	П.3.2.1	Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов	256

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
24	П.11.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Восточный	258
25	П.11.2	Локальная смета репер с тумбой	262
26	П.11.3	Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений	265
27	П.4.2.1	Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант	266
28	П.4.2.2	Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант	266
29	П.4.2.3	Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант	267
30	П.4.2.4	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант	268
31	П.4.2.5	Капитальные вложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант	268
32	П.4.2.6	Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант	268
33	П.4.2.7	Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант	269
34	П.4.2.8	Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант	269
35	П.4.2.9	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант	270
36	П.4.2.10	Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 1 вариант	271
37	П.4.2.11	Производственный доход по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 1 вариант	271
38	П.4.2.12	Расчет операционных затрат по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», чистой прибыли, 1 вариант	272
39	П.4.2.13	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 1 вариант	272

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п. п.	Наименование приложения	№№ прил.	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности
1	Структурные карты по кровле горизонтов Ю-II (ОГ III1), Ю-III (ОГ III2)		1	1:25 000	н/с
2	Временной сейсмический разрез по линии скважин 34-33 (продольный)		1	<u>гор.1:25000</u> вер.1см:50мс	н/с
3	Временной сейсмический разрез по линии скважин 8-2-34 (поперечный)		1	<u>гор.1:25000</u> вер.1см:50мс	н/с
4	Геологический профиль по линии I-I'		1	<u>гор.1:10000</u> вер.1:5000	н/с
5	Геологический профиль по линии II-II'		1	<u>гор.1:10000</u> вер.1:5000	н/с
6	Геолого-литологический профиль по линии I-I'		1	<u>гор.1:10000</u> вер.1:1000	н/с
7	Геолого-литологический профиль по линии II-II'		1	<u>гор.1:10000</u> вер.1:1000	н/с
8	Схема обоснования ВНК (Горизонт Ю-0-1)		1	1:1000	н/с
9	Схема обоснования ВНК (Горизонт Ю-II, Ю-III-к/т, Ю-III-п, PR)		1	1:1000	н/с
10	Горизонт Ю-0-1. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин		1	1:25 000	н/с
11	Горизонт Ю-II. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин		1	1:25 000	н/с
12	Горизонт Ю-III карбонатно-терригенный пласт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин		1	1:25 000	н/с
13	Горизонт Ю-III песчаник. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин		1	1:25 000	н/с
14	Карты текущих и суммарных отборов жидкости I объекта		1	1:25 000	н/с
15	Карты текущих и суммарных отборов жидкости II объекта		1	1:25 000	н/с
16	Карты текущих и суммарных отборов жидкости возвратного объекта		1	1:25 000	н/с
17	Карты изобар		1	1:25 000	н/с
18	Карты пробуренных и проектных скважин		1	1:25 000	н/с

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: НЕФТЬ, ГАЗ, КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА, ДЕБИТ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Акшабулак Восточный.

Цель работы – оценка эффективности реализуемой системы разработки месторождения Акшабулак Восточный.

В настоящем отчете приведены история разработки месторождения, новые сведения о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

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

На основе результатов проведенного анализа в отчете даны соответствующие рекомендации, направленные на рациональную выработку запасов, повышения эффективности применяемой системы контроля за разработкой эксплуатационных объектов.

Область применения – месторождение Акшабулак Восточный.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Акшабулак Восточный приурочено к одноименной структуре в непосредственной близости от разрабатываемого месторождения Акшабулак Центральный. Месторождение выявлено в 1987г Турланской геофизической экспедицией и открыто в 1989г по результатам бурения скважины №2, когда из отложений юры (первоначально выделенный горизонт Ю-III) был получен первый фонтанный приток нефти.

По данным результатов бурения, в 2001г компанией ТОО «Недра-Инжиниринг» был впервые проведен первый оперативный подсчет запасов (по состоянию изученности на 02.01.2001г) в радиусе скважины №2 (Протокол ГКЗ №88-01-П от 03.04.2001г).

В 2002г на базе подсчитанных запасов УВ институтом ЗАО «НИПИнефтегаз» составлен «Проект пробной эксплуатации ...» (Протокол ЦКР РК №22 от 29.04.2003г), согласно которому месторождение вступило в стадию пробной эксплуатации с 01.05.2003г единственной скважиной №2. Кроме того, в 2004-2005гг были пробурены оценочно-эксплуатационные скважины №№33 и 34.

В 2001-2002гг на месторождении были проведены сейсморазведочные работы 3D, по результатам которых в конце 2003г компанией «ISI GmbH» был составлен отчет сейсмической интерпретации 3D и создана геологическая модель месторождения. По результатам 3D сеймики и бурения скважин изменилось представление о геологическом строении залежи горизонта Ю-III и всей структуры Акшабулак Восточный. Увеличилась площадь месторождения, право на недропользование восточной части периклинали структуры, оказавшейся за пределами лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» (далее «КГМ»), получила компания ТОО «Саутс Ойл» (далее «СО») в 2005г.

В 2004г АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Пересчет запасов ...» по состоянию изученности на 01.10.2004г, где за основу была принята геологическая модель месторождения, созданная по данным сеймики 3D с учетом информации по 3 поисковым (№№2, 5, 8) и 1 добывающей скважине (№33), а также результатов гидродинамических исследований по скважинам №№2 и 33. Согласно Протоколу ГКЗ РК №419-05-А от 27.05.2005г представленные запасы считаются апробированными, а месторождение Акшабулак Восточный – недоразведанным, в связи с чем недропользователю было рекомендовано в рамках пробной эксплуатации провести изучение керна из пробуренной скважины №34, провести раздельное опробование карбонатно-терригенного и песчаного горизонтов (Ю-III-п и Ю-III-к/т) и изучить их гидродинамические характеристики, а также провести ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование) для совместной интерпретации с материалами сеймики 3D. В дальнейшем отмечается выполнение

рекомендаций ГКЗ по доизучению месторождения. В скважине №34 из продуктивной части Ю-III горизонта был отобран и изучен керн, также было проведено раздельное опробование карбонатно-терригенного и песчаного пластов. Для того, чтобы улучшить модель скорости посредством преобразования времени в глубину, в открытом стволе скважины №34 проведено вертикальное сейсмопрофилирование, материалы которого были учтены при переинтерпретации данных сейсмики 3D.

В 2005г по результатам бурения скважины №34 была установлена новая небольшая залежь нефти, приуроченная к горизонту Ю-II, которая предусматривала увеличение площади запасов за пределами контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», на территории недропользователя ТОО «СаутсОйл». В связи с этим появилась потребность в пересчете запасов и составлении нового проектного документа совместно двух недропользователей, как того требует Регламент и соответственно требуемого для этого продления периода пробной эксплуатации, первоначально определенного до 01.05.2005г. В связи с этим согласно Протоколу ЦКРР №33 от 09.06.2005г в рамках отчета «Авторского надзора ...», где были скорректированы технологические показатели за третий год пробной эксплуатации, было решено продлить период пробной эксплуатации до 01.05.2006г.

В 2006г АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Подсчет запасов ...» месторождения по состоянию на 02.01.2006г, утвержденный Протоколом ГКЗ РК №503-06-У от 05.05.2006г. За основу была принята геологическая модель месторождения, созданная по данным сейсмики 3D, с учетом информации по имеющимся поисковым (№№2, 5, 8) и оценочно-эксплуатационным скважинам (№№33, 34, 1К, 2К, 4К) двух недропользователей.

В 2006г месторождение вступило в стадию промышленной разработки на основании «Технологической схемы ...», составленной АО «НИПИнефтегаз» и утвержденной Протоколом ЦКР РК № 39 от 20.10.2006г, согласно которому нефтяные залежи горизонтов Ю-III и Ю-II выделены как 2 самостоятельных эксплуатационных объекта. Рекомендуемым вариантом предусматривалось разработка нефтяной залежи горизонта Ю-III проектными добывающими скважинами в количестве 3 ед. (1 ед. на лицензионной территории «СО», 2 ед. на территории «КГМ»). С 2008г была предусмотрена организация системы ППД переводом 2 добывающих скважин под закачку воды. Для разработки нефтяной залежи горизонта Ю-II была предусмотрена эксплуатация имеющейся добывающей скважины №34 на режиме истощения пластовой энергии.

С 2006 по 2010гг в пределах лицензионной территории «СО» (за контуром нефтеносности) были пробурены в общей сложности 5 разведочных скважин (№№3К, 5К, 7К, 8К, 9К), на лицензионной территории «КГМ» пробурены 2 добывающие скважины (№№39, 40).

Ежегодно в период 2007-2009гг были составлены отчеты по Авторскому надзору за реализацией «Технологической схемы ...», в которых были проанализированы результаты бурения новых скважин на двух лицензионных территориях недропользователей. По проведенному анализу текущего состояния и эффективности реализуемой системы разработки, в частности, в рамках «Авторского надзора ...» 2008г (Протокол ЦКР РК № 54 от 05.12.2008г) подтвердилось предположение об активном водонапорном режиме работы залежи горизонта Ю-III, в следствие чего было предложено продолжить разработку нефтяной залежи без системы ППД.

В связи с получением новой геологической информации в 2010г был выполнен «Пересчет запасов ...», в результате которого геологические запасы нефти увеличились на 70%, а извлекаемые на 80% (Протокол ГКЗ РК №984.10-У от 28.10.2010г).

На базе новых утвержденных запасов в 2011г была составлена «Уточненная технологическая схема ...». В рамках проекта выделение эксплуатационных объектов осталось без изменений. Согласно рекомендуемому варианту предусматривалось пробурить 2 добывающие скважины (№19,20), ввести из консервации 2 скважины (4К,40), перевести из наблюдательного в добывающий фонд 1 скважины (№2). Разработка горизонта Ю-III предусматривалась в общей сложности 10 добывающими скважинами (из них 6 скважин на лицензионной территории «СО» и 4 скважины – «КГМ»). Бурение проектных скважин на горизонте Ю-II не было предусмотрено при наличии единственной скважины №34. Разработка залежей нефти горизонтов Ю-II и Ю-III запроектирована на природном упруго-водонапорном режиме без системы ППД. За период реализации проекта на лицензионной территории «СО» были пробурены 6 добывающих скважин (№№ 2Д, 18, 19, 20, 21, 22), а также 1 разведочная скважина (№42) на лицензионной территории «КГМ» за пределами установленного контура нефтеносности, что внесло изменения в границы распространения и мощности залежи горизонта Ю-III в сторону увеличения. Кроме того, анализ динамики основных характеристик работы скважин двух территорий недропользователей, проведенный в «Авторском надзоре ...» за реализацией проекта, выявил существенные различия как их текущих значений, так и их динамики, связанных с геологическими особенностями строения залежи горизонта Ю-III на двух территориях.

В 2013г проектным институтом АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Пересчет запасов ...» по состоянию на 02.01.2013г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК №1300-13-У от 26.06.2013г. В нем были уточнены данные, полученные по результатам 7 скважин, пробуренных за 2010-2012 гг. По данным проведенного пересчета геологические запасы месторождения по промышленной категории С1 увеличились на 67 %, извлекаемые – на 37 %.

В 2013г на базе пересчитанных запасов был составлен «Проект разработки ...» (Письмо Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК №17-04-84-И от 20.01.2014 на основании рекомендации Протокола ЦКРР РК №43/15 от 13.12.2013г). Выделение эксплуатационных объектов осталось без изменения с нефтяными залежами горизонтов Ю-III (основной) и Ю-II. Утвержденный вариант предусматривал разработку двух объектов на природном упруго-водонапорном режиме (без ППД), на основном объекте было запроектировано бурение 2 добывающих скважин (территория «КГМ»), разработка восторостепенного объекта запроектирована посредством единичной скважины №34.

В 2014-2015гг были составлены ежегодные отчеты по Авторскому надзору за «Проектом разработки ...», где были отражены сведения о результатах пробуренных на территории «КГМ» с начала реализации проекта (01.01.2013-01.07.2014гг) 3 эксплуатационных скважин. Бурение новых скважин не изменило существующие представления о структурно-тектоническом строении поднятия Акшабулак Восточный. Согласно Письму Комитета геологии и недропользования МИИР РК №27-5-1477-И от 11.12.2014г (на основании рекомендаций ЦКРР согласно Протоколу №53/12 от 21.11.2014г) в рамках «Авторского надзора ...» 2014г были уточнены технологические показатели за 2014-2015гг с бурением 1 добывающей скважины на I объект контрактной территории «КГМ» в 2014г. Однако на следующий год в рамках «Авторского надзора ...» 2015г технологические показатели месторождения за 2015г были переутверждены согласно Письму Комитета геологии и недропользования МИИР РК №27-5-116-И от 19.01.2016г на основании Протокола ЦКРР №66/30 от 21.12.2015г.

В 2016г АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Анализ разработки ...», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИИР РК (Письмо №27-5-749-И от 15.04.2016г на основании Протокола ЦКРР РК №69/10 от 17.03.2016г). В рамках отчета были скорректированы уровни добычи за 2016-2018гг, в проектной части было предусмотрено ввод из бурения 1 добывающей скважины (зарезка бокового ствола в скважине №34) в 2016г на II объекте лицензионной территории «КГМ» и организация ППД через 2 нагнетательные скважины на I объекте (на территории «СО») с 2016г. Также недропользователю обязывалось провести отбор глубинных проб пластовой нефти, газа и воды с горизонта Ю-III и проведение ГИС по высокообводненным скважинам с целью определения интервалов обводнения. На текущее время проектные решения и рекомендации выполнены частично: проведена зарезка бокового ствола и организована система ППД на I объекте, отбор глубинной пробы с горизонта Ю-III и ГИС на определение интервалов обводнения не проведено.

В 2018г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Пересчет запасов ...» по состоянию на 02.01.2018г, выполненный на основе данных исследований, проведенных в период 2013-2017гг, пересмотра данных корреляции ГИС, результатов бурения новых скважин. Согласно Протоколу ГКЗ РК №1963-18-У от 07.09.2018г геологические/извлекаемые запасы нефти месторождения были утверждены в количестве 3245/1332 тыс. т по категории В+С1 и 205/51 тыс. т по категории С2.

На основе проведенного пересчета УВ в 2018г Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау был составлен «Проект разработки ...». Согласно Письму Министерства Энергетики РК №12-03-284/И от 21.01.2019г на основании Протокола ЦКРР РК №6/8 от 20.12.2018г утвержден базовый вариант разработки эксплуатационных объектов без бурения скважин с продолжением ППД на I объекте и разработкой на естественном режиме II и нового возвратного объектов текущим фондом скважин.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз» был составлен первый «Авторский надзор ...», где были отражены текущее состояние разработки на 01.01.2019г, был проведен мониторинг выполнения проектных решений, степень их реализации, выводы и рекомендации по их достижению.

В 2020г составлен следующий «Авторский надзор...» по состоянию на 01.07.2020г. Составление данной работы обусловлено необходимостью проведения мониторинга выполнения проектных решений и отражения степени ее реализации, уточнения физико-химических свойств флюидов, гидродинамических свойств и энергетического состояния залежей на основе проведенных исследований. Анализируемый период составляет 01.01.2019-01.07.2020г.

При проведении предварительного анализа выработки запасов на 01.01.2021г и оценке вовлеченных в разработку запасов нефти стало известно, что при текущей выработке запасов в 93% и наличию остаточных запасов нефти равных 95 тыс.т, кратность запасов для дальнейшей разработки месторождения не превысит 3 года. Учитывая технологические показатели разработки месторождения и потенциал его дальнейшей эксплуатации, был выполнен отчет по Пересчету извлекаемых запасов УВС.

В рамках «Пересчета извлекаемых запасов...» в 2021г в целом по месторождению увеличение извлекаемых запасов составило 9% или 114 тыс.т. Из них по контрактной территории Казгермунай увеличение извлекаемых запасов составило 11% или 102 тыс.т, значение КИН увеличивается на 10%. по контрактной территории Саутс Ойл увеличение извлекаемых запасов составляет 3% или 12 тыс.т, значение КИН увеличивается также на 3%.

В 2022г был утвержден «Проект разработки...» (Протокол заседания ЦКРР РК №23/3 от 24 февраля 2022г) с утверждением технологических показателей на период с 2022г по 2024г.

В 2022 году был выполнен и утвержден ГКЗ РК отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Восточный» по результатам бурения оценочной скважины №70. Прирост геологических и извлекаемых запасов по горизонту Ю-III составил 39 тыс.т и 23 тыс.т соответственно.

В 2023г был утвержден действующий проектный документ «ДПР...» (Протокол заседания ЦКРР РК №42/11 от 24.08.2023г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту:

по ТОО «СП «Казгермунай» до 31.12.2029 г.;

по ТОО «САУТС-ОЙЛ» до 10.05.2026 г.

Настоящая работа выполнена в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» 2018 года, на основе прироста запасов с целью оптимизации системы разработки месторождения и достижения утвержденных значений КИН.

Недропользователями месторождения являются ТОО СП «Казгермунай», имеющее Дополнение №7 от 19.05.2023г к Контракту №39 от 09.11.1993г, со сроком действия до 1 марта 2034г и Государственную Лицензию серии МГ №2а (нефть) от 19.03.1997г на право пользования недрами, проведение разведки и добычи УВ на месторождениях в Кызылординской области РК и ТОО «Саутс Ойл», имеющий Контракт №668 от 10.05.2001г со сроком действия до 2026г. Площадь горного отвода ТОО СП «Казгермунай» составляет 5,88 км², глубина горного отвода в вертикальных разрезах до кристаллического фундамента. Площадь горного отвода ТОО «Саутс Ойл» составляет 2,96 км², глубина горного отвода в вертикальных разрезах – минус 1970м.

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

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Акшабулак Восточный находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш, Жусалы, расположенные на расстоянии 135 и 145 км, соответственно от месторождения (Рис. 1).

Месторождение находится в 10 км северо-восточнее от разрабатываемого месторождения Акшабулак Центральный и в 55 км южнее крупного разрабатываемого месторождения Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, от которого до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога.

Сообщение между промыслом и населенными пунктами осуществляется автотранспортом по развитой сети грунтовых дорог.

В орографическом отношении район представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа плюс 110-150м. Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Максимальные температуры летом +35 +38 0С, минимальные зимой до -30 0С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Постоянная гидрографическая сеть отсутствует. Для технических и бытовых целей используется пластовая вода из специальных гидрогеологических скважин, с высокими дебитами воды и минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 метров.

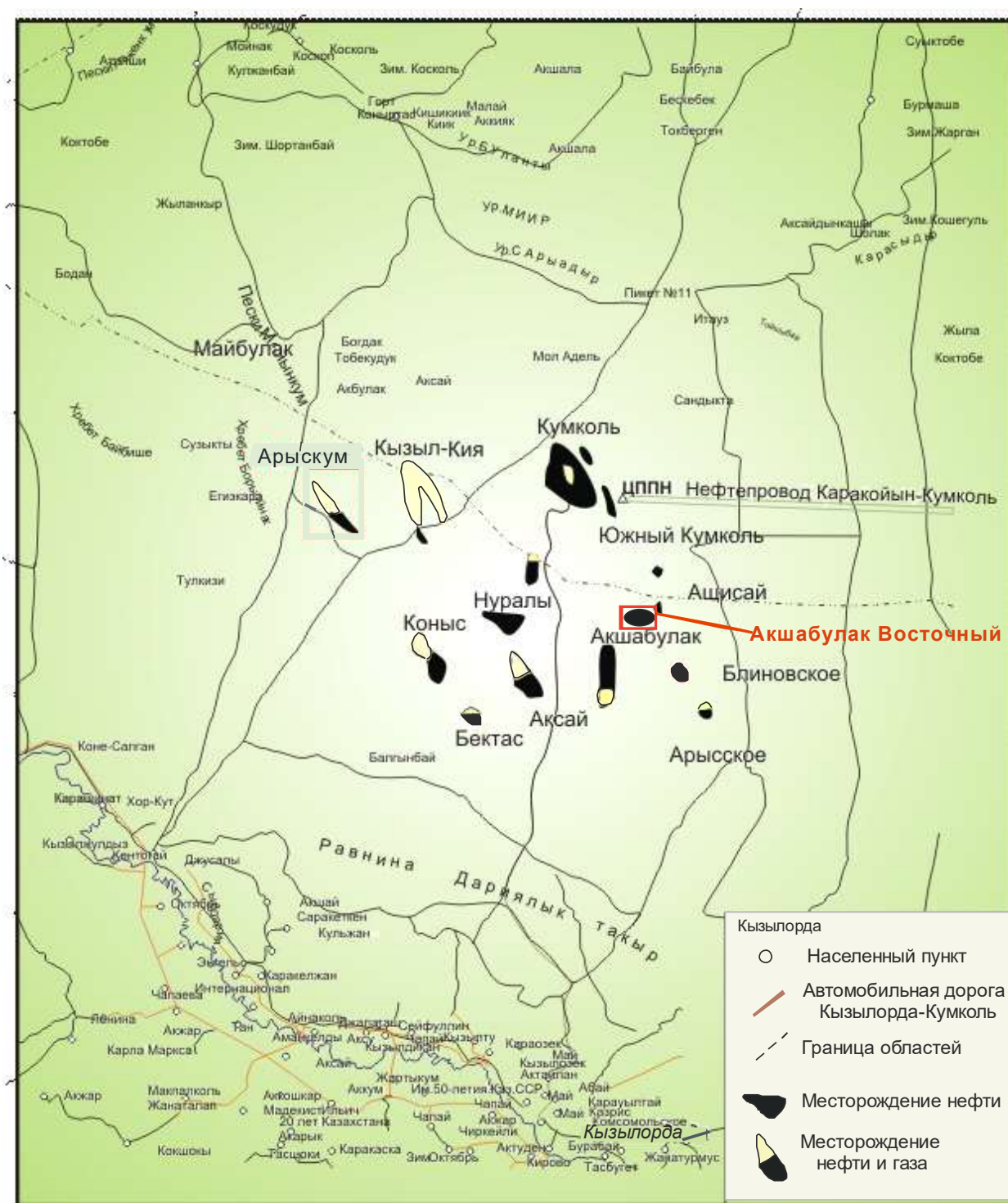


Рис. 0.1 – Обзорная карта

Юрская система (J)

В разрезе юрских отложений в региональном плане выделяются три ритмокомплекса сероцветных терригенных отложений в составе свит: нижний (бектасская и айбалинская свиты), средний (дощанская и карагансайская свиты) и верхний (кумкольская и акшабулакская свиты)

Нижний-средний отделы J₁₋₂

В разрезе среднеюрских отложений по литологическому составу выделяются дощанская и карагансайская свиты.

Дощанская свита J_{1-2ds}

Отложения дощанской свиты возможно сформированы под комплексным воздействием процессов, как оползней, обвалов, временных движений потока воды. Прослеживаются отложения дощанской свиты в восточной погруженной части месторождения и представлены переслаиванием песчаников серого цвета мелко-среднезернистых кварц-полевошпатовых, алевролитов, темно-серых аргиллитов, гравелитов и конгломератов.

Толщина отложений изменяется от 5 м (скв. 2К) до 166м (3К).

Карагансайская свита J_{2kr}

Толща карагансайской свиты, как и дощанская присутствует в восточной части структуры, сложена аргиллитами темносерыми до черных, алевролитистыми с редкими прослоями серых алевролитов и песчаников, насыщенных углефицированными растительными остатками, с прослоями горючих сланцев. С кровлей карагансайской свиты сопоставляется опорный отражающий горизонт ПП¹₂.

В районе скв. №№2,8,19,33,21,22,33,34,39,40,42,43,44,4К,8К,9К отложения карагансайской свиты размыты, максимальная толщина достигает 92,1м в скважине 5.

Верхний отдел J₃

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

Кумкольская свита – J_{2-3km}

Кумкольская свиту можно разделить на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнекумкольская подсвита (J_{2-3km1}) литологически верхняя часть нижнекумкольской подсвиты представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зелеными, иногда переходящими в глинистые алевролиты с прослоями алевролитов, песчаников. Толщина подсвиты составляет 16-94,9 м.

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

Нижний горизонт ($J_{2-3km_2^1}$) в основании разреза сложен конгломератовым песчаником светло-серым, разномзернистым, кварцевым, полевошпатовым, слюдистым. К нижней части горизонта приурочен продуктивный горизонт Ю-IIIп.

Средняя часть состоит из слоя тёмно-серой глины и аргиллитов, кровельная часть сложена серым известняком, иногда песчаным и глинистым, местами трещиноватым, аргиллитом некарбонатным, песчаником мелкозернистым и алевролитом глинисто-песчаным, кварц-полевошпатовым, слюдистым, с известковистым цементом, плотным, содержащим угловатые гальки известняка. К кровельной части горизонта приурочен продуктивный пласт Ю-IIIк-т.

Верхний горизонт ($J_{2-3km_2^2}$) представлен темно-серыми глинами со слоями глинистого алевролита и является зональным флюидоупором над горизонтом Ю-III. С его кровельной частью стратифицируется отражающий горизонт III¹.

Толщина среднекумольской подсвиты составляет от 46м (скв. №33) до 123м (скв. №3К).

Верхнекумольская подсвита (J_{2-3km_3}) представлены переслаиванием песчаников кварц-полевошпатовых слабосцементированных и рыхлых мелко-среднезернистых, аргиллитов твердых темно-серых, глин темно-серого цвета и глинистых алевролитов. В подошвенной части верхнекумольской подсвиты выделен продуктивный горизонт Ю-II. На месторождении в средней части подсвиты прослеживается выдержанный слой песчаника.

Толщина подсвиты изменяется от 142,4 до 187,8м.

Акшабулакская свита - Jза

Литологический состав свиты верхнеюрского отдела представлен пестрыми глинами карбонатными пестроцветными, аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников, реже известняков. По данным ГИС и опробования скв. №39 впервые установлена залежь Ю-0-1 продуктивного горизонта, приуроченного к акшабулакской свите верхней юры.

Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 35,8-146,9м.

Меловая система (К)

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

Нижний отдел – K₁ Неокомский надъярус – K_{1nc} Даульская свита - K_{1nc1dl}

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

Арыкумский горизонт (K_{1nc1ar}) по литологическому составу пород представлен двумя толщами. Разрез нижней толщи представлен базальным слоем гравелита, сложенным переслаиванием песчаников и алевролитов, коричневых и серых.

Верхняя толща сложена слабокарбонатными, коричневыми глинами, песчаниками.

Толщина арыкумского горизонта составляет 122-185,3м.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1dl_2}) представлен красноцветными карбонатными глинами, прослоями алевролитов, песков, песчаников мелкозернистых.

Верхний горизонт нижнего неокома вместе с верхней пачкой арыкумского горизонта представляет региональную покрывку над продуктивными горизонтами верхней юры и арыкумского горизонта. Толщина горизонта 126-158,3 м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc1dl_2}) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками, с прослоями глинистых алевролитов и глин. В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков. Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, гравелитов, глинистых алевролитов и глин.

Толщина подсвиты составляет 309,6-374м.

Аптский + среднеальбский ярусы- K_{1a-a_2} Карачетауская свита

В их составе пески, песчаники серые, в нижней части гравелиты серые, зеленовато-серые карбонатные, глины алевролитистые, мелкогалечные конгломераты с включениями углей и растительного детрита.

Толщина свиты составляет 200,2-275 м.

Верхнеальбский + сеноманский ярусы – K_{1-2a_3} - K_{2s} Кызылкинская свита

Разрез свиты сложен пестроцветными, глинистыми алевролитами, алевролитовыми глинами с пластами песков, песчаников, алевролитов. Толщина свиты составляет 151,7-265м.

Верхний отдел – K_2

Отдел состоит из балапанской свиты нижнего турона и нерасчлененных отложений верхнего турона-сенона.

Балапанская свита K_{2t1}

Разрез балапанской свиты нижнего турона сложена зеленовато-серыми песками, песчаниками мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми, с включениями растительных остатков, глинами серыми, алевроитистыми.

Толщина 135-210 м.

Вышележащие отложения сенон-турона K_{2t2-sn1} представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин, которые сменяются вверх по разрезу на толщу серых глин и белых песков с прослоями известняков в верхней части разреза.

Толщина отложений изменяется от 150 до 214 м.

Верхние отложения сенонского надъяруса K_{2sn2} сложены серыми глинами, в верхней части карбонатными, песками, песчаниками кварцевыми, алевролитами.

Толщина составляет 65-123 м.

Палеогеновая система – Р

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

Толщина отложений изменяется от 146 до 188,5 м.

Плиоцен + четвертичные отложения – N₂ + Q

Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности эоцена. Неогеновые отложения представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные-эоловыми песками. Толщина 47,2-84 м.

Тектоника

Поднятие Акшабулак Восточный расположено к северо-востоку от центральной части выступа фундамента и отделяется от нее седловиной по юрскому комплексу и разломами (уступами) по поверхности фундамента (рис.4.1.2), по кровле продуктивного горизонта Ю-III поднятие в структурном отношении представляет собой брахиантиклиналь с простирием с северо-запада на юго-восток, осложненную двумя сводами. Первый свод расположен западнее скв. №34, имеет субширотное простириание, ограничен в западной части тектоническим нарушением и в пределах изогипсы -1910 м имеет размеры 1,25 x 1,0 км и амплитуду порядка 20м. Восточнее скв. №34, через небольшой прогиб, в районе скв. №33, выделяется второй свод с простирием с северо-запада на юго-восток, осложненный на западе тектоническим нарушением. По изогипсе -1910 м имеет размеры 2,5 x 1,0 км и амплитуду до 25 м.

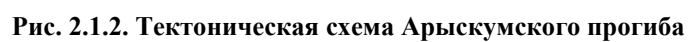
По кровле продуктивного горизонта Ю-II (подошвенная часть верхнекумкольской

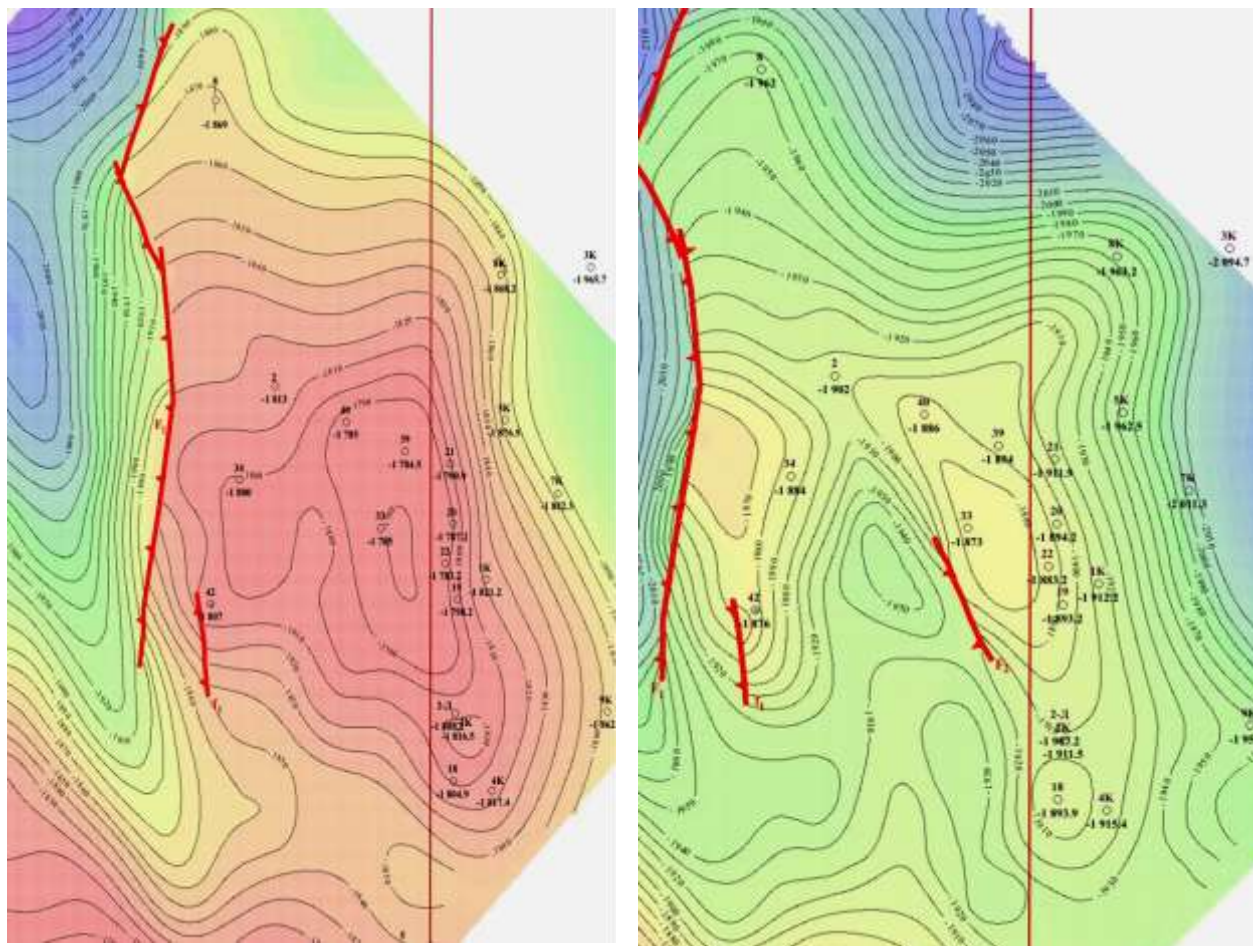
подсвиты - отражающий горизонт Π_1^1) поднятие также представлено брахиантиклиналью. Структурный план Ю-II горизонта отличается от ниже залегающего, представлен единым сводом, вытянутым с юго-востока на северо-запад, нарушение F_2 не прослеживается (рис. 2.1.4). По замкнутой изогипсе -1820 м имеет размеры 3,4 x 2,4 км амплитуду 40 м.

Нарушение F_1 – основное тектоническое нарушение, протяженностью до 4,5 км, сквозное, субмеридионального направления, осложняющее западную часть поднятия. Прослеживается по всему разрезу с постепенным уменьшением амплитуды до 10 м в районе Арыкумского горизонта В пределах структуры в отложениях юрских Ю-III и Ю-II продуктивных горизонтов амплитуда нарушения соответственно 60 и 50 м на севере поднятия, в центральной части поднятия достигает 100 и 40 м и на юге уменьшаются до 20 и 10 м.

Нарушение F_2 непротяженное, прослеживается с северо-запада на юго-восток по фундаменту и горизонту Ю-III с амплитудой порядка 40 м и затухает в районе горизонта Ю-II.

Разрывные нарушения F_1 и F_2 являются тектоническим экраном для залежи продуктивного горизонта Ю-III в западной и центральной части структуры. Выделенное малоамплитудное нарушение f_1 в районе скв. №42 не влияет на строение залежи юрских продуктивных горизонтов.





Горизонт Ю-II

Горизонт Ю-III

Рис.2.1.3. Структурная карта по кровле горизонта Ю-II и Ю- III по данным переинтерпретации сейсмике 3D 2007г.

Выделение палеорусел

В целях оценки возможности идентификации палеорусел в сейсмическом волновом поле на начальном этапе проводился анализ сейсмического куба по каждому сечению инлайна, кросслайна и горизонтального сечения (таймслайса) (рис.2.1.4), включая автоматический режим «проигрывания». Определенно, более информативным источником в данной ситуации являются горизонтальные сечения, которые уже в первом приближении указывают на наличие предполагаемых палеорусел в разрезе.

Следующим шагом стало генерирование различных наборов объемных сейсмических атрибутов по всему сейсмическому кубу. Каждый сгенерированный куб также анализировался по всем сечениям. Использование сейсмических атрибутов помогло выявить линейно вытянутые аномалии в интервале 1240-1440 мс, которые с большей долей вероятности можно характеризовать как палеорусл. На рисунках (Рис. 2.1.5 - Рис. 2.1.6) показаны примеры таких аномалий на горизонтальных слайсах.

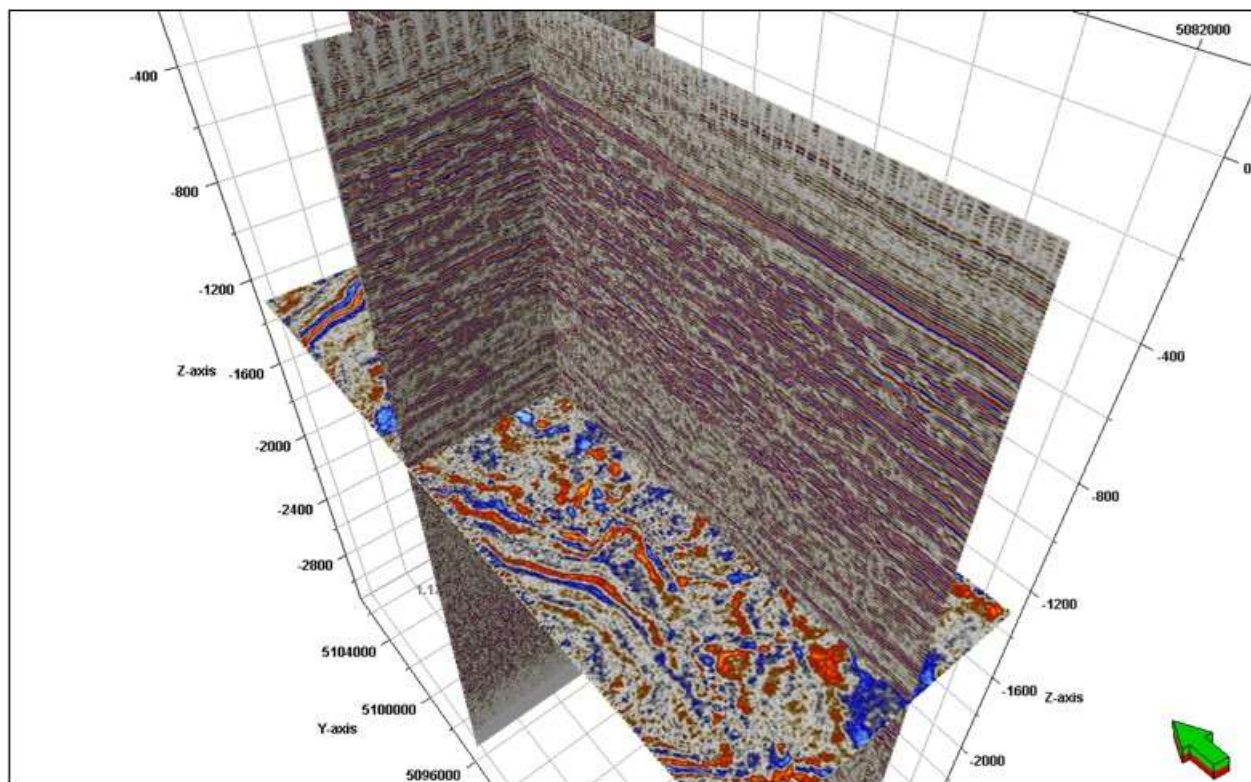


Рис.2.1.4. Вертикальные и горизонтальные сечения исходного сейсмического куба

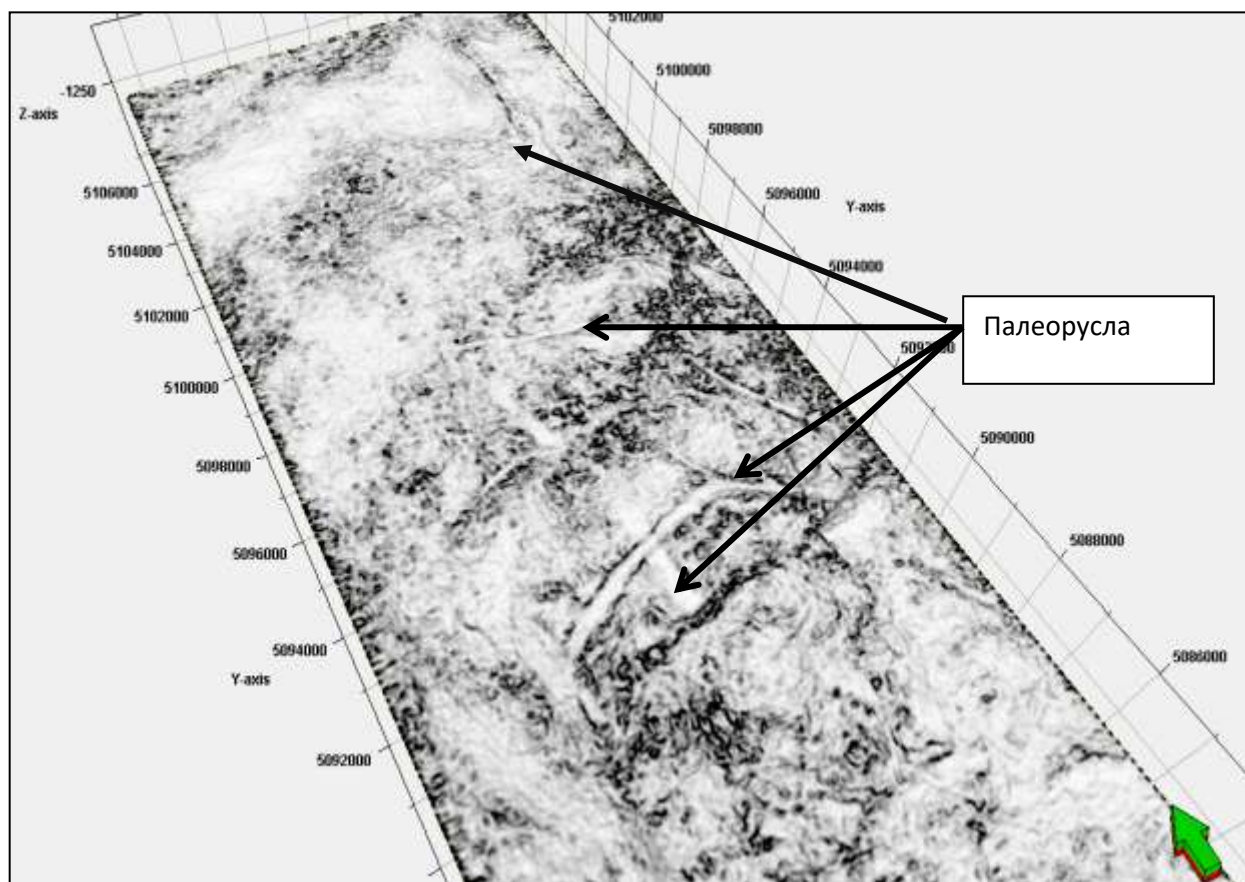


Рис.2.1.5. Горизонтальный слайс сейсмического атрибута Variance 1276 мс.

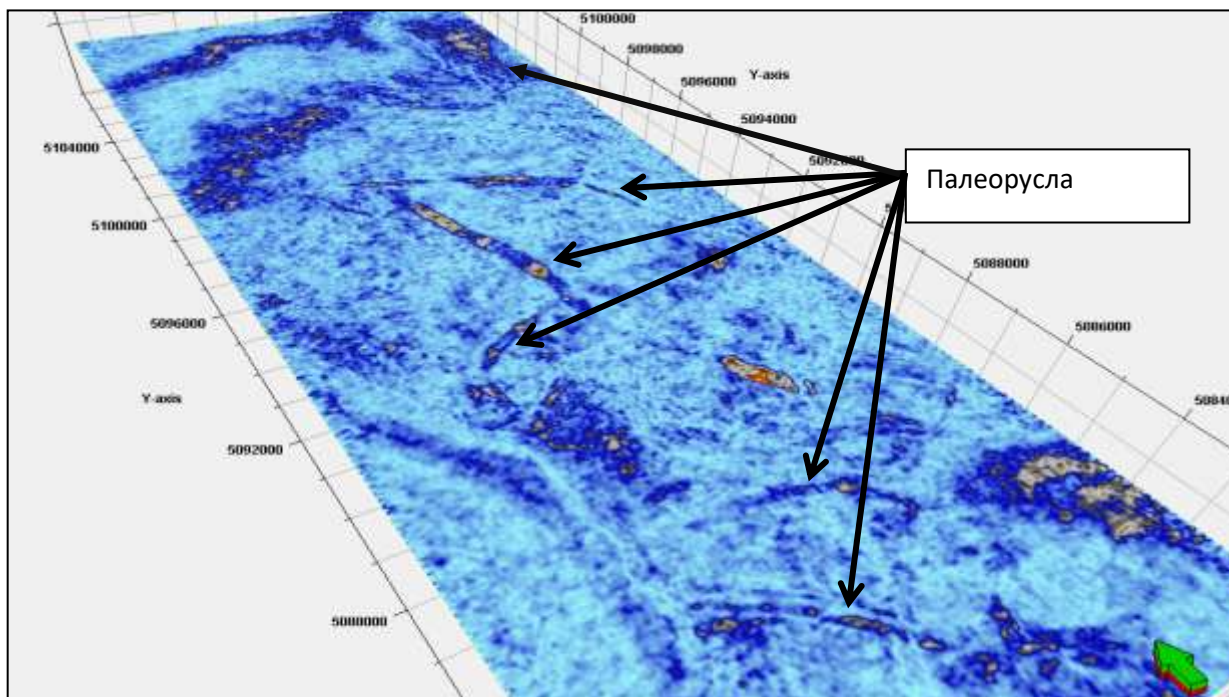


Рис. 2.1.6. Горизонтальный слайс сейсмического атрибута RMS amplitude 1298 мс.

Однако методика применения только горизонтальных сечений на сгенерированных кубах сейсмических атрибутов не позволяют в достаточной степени детализировать выявленные палеорусл, а также идентифицировать более мелкие русла в виду влияния структурного фактора (наклона границ и их не параллельности, изменение толщин и т.д.).

Для того чтобы как-то учесть влияние структурного фактора была использована методика построения **стратиграфических (седиментационных) слайсов** – условных поверхностей, построенных путем пропорционального деления между двумя поверхностями прослеженных горизонтов. Основная идея данной методики – построение неких поверхностей осадконакопления (пале изохронных поверхностей), которая способна отображать унаследованные литологические единицы (Н. Zeng, 2010). На рисунке (Рис. 4.1.7) схематически показаны примеры методик построения горизонтальных сечений (time slice), сечений вдоль горизонтов (horizon slice) и стратиграфических слайсов (stratal slice). Как видно, методика построения стратиграфических слайсов позволяет идентифицировать неявные стратиграфические признаки, которые сложно выявить как на таймслайсах, так и на слайсах вдоль горизонтов, не говоря о вертикальных разрезах.

Таким образом, между опорными отражающими горизонтами Top Aryskum и Top Jurassic пропорциональным делением было построено 10 стратиграфических слайсов; между Top Jurassic Top Yu II – 20 поверхностей (Рис.2.1.8-2.1.9).

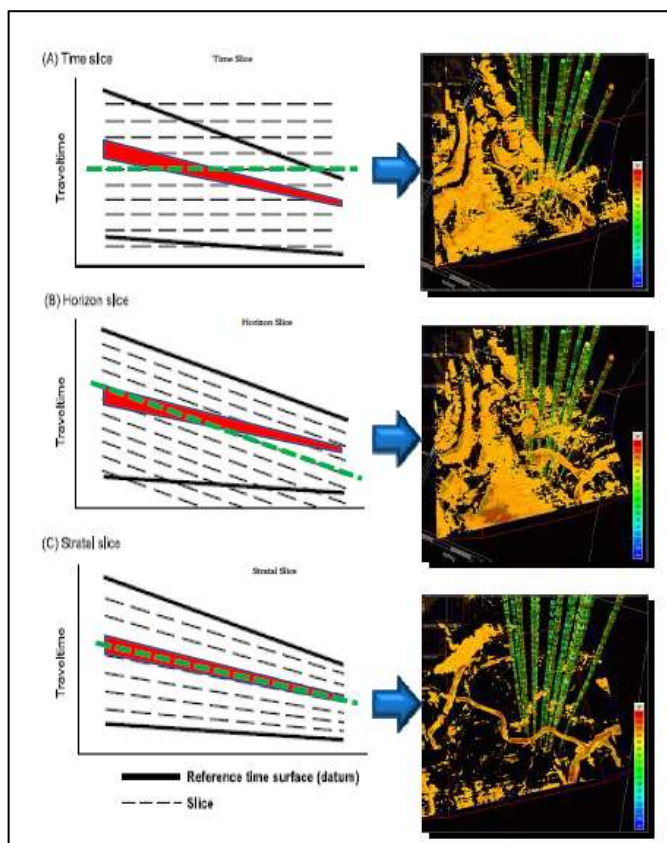


Рис. 2.1.7. Пример построения различных сечений. а) Таймслайс (Time slice); б) Слайс вдоль горизонта (Horizon slice) с) Стратиграфический слайс (Stratal slice). (Н. Zeng, 2011)

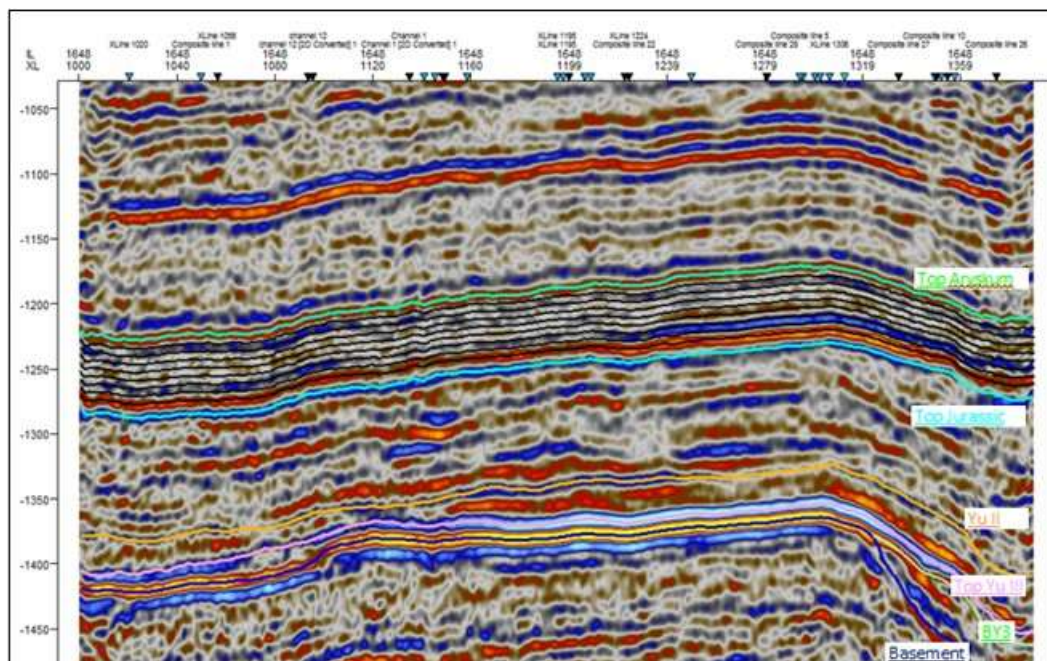


Рис. 2.1.8. Сейсмический разрез по линии inline 1648. Черным цветом показаны стратиграфические слайсы, построенные между ОГ Top Aryskum и Top Jurassic

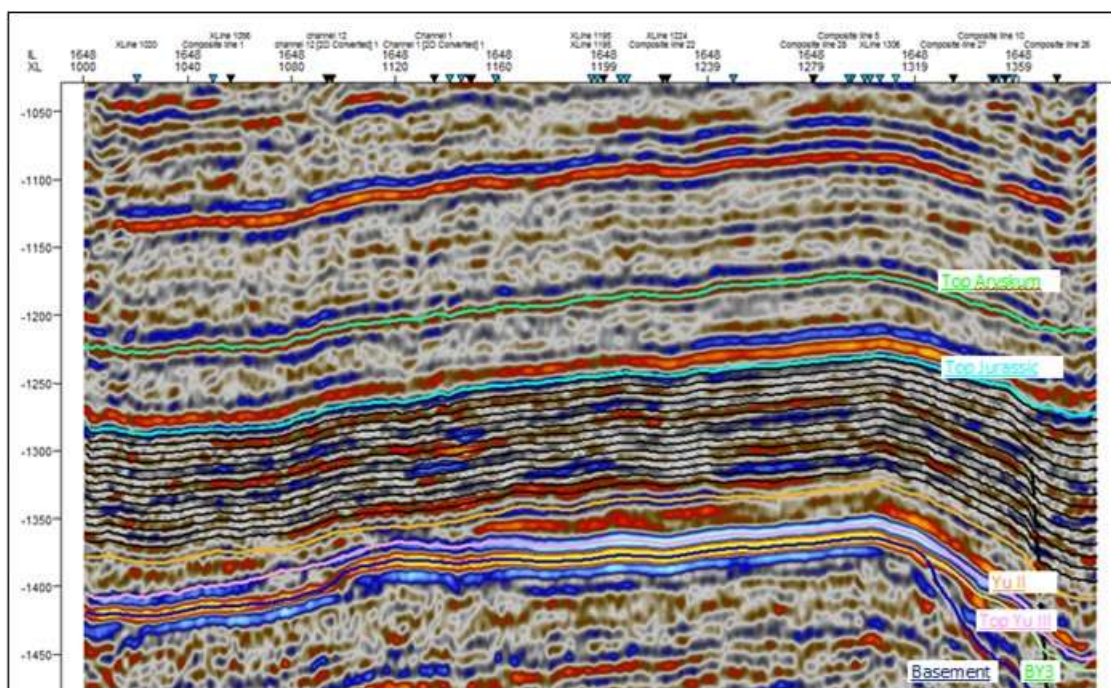


Рис. 2.1.9. Сейсмический разрез по линии inline 1648. Черным цветом показаны стратиграфические слои, построенные между ОГ Top Jurassic и Yu II

Каждый построенный стратиграфический слой анализировался путем расчета по нему наиболее информативных поверхностных сейсмических атрибутов (Рис.2.1.10, Рис.2.1.11).

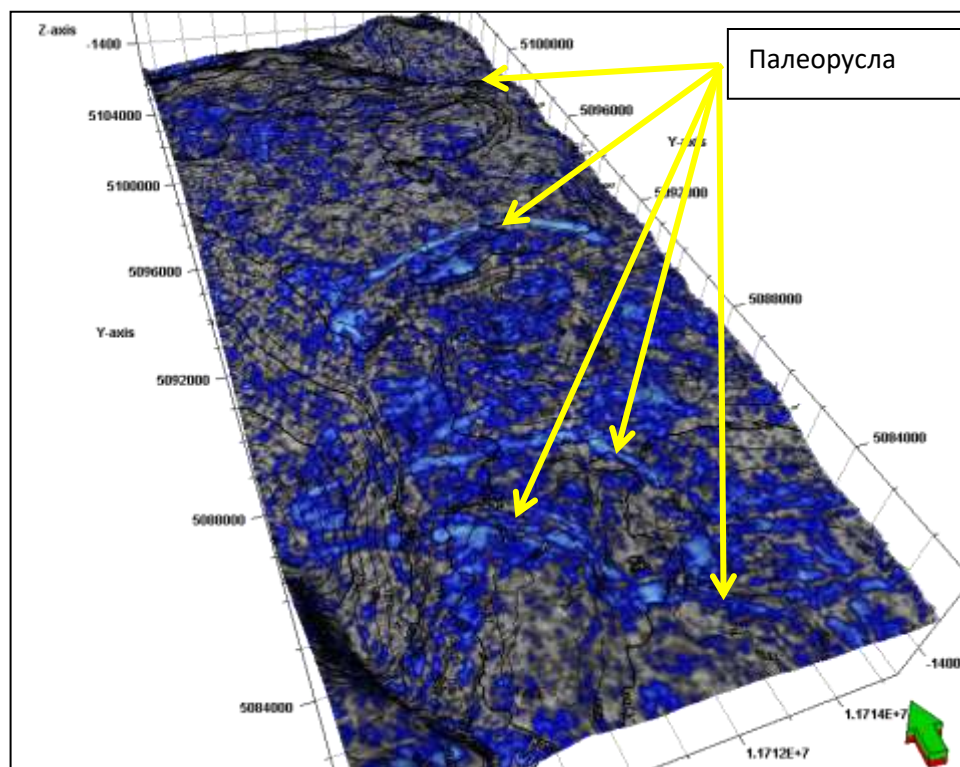


Рис.2.1.10. Сейсмический атрибут "sweetness", рассчитанный по стратиграфическому слою между ОГ Top Jurassic и Yu II (0-30 мс от ОГ Top Jurassic)

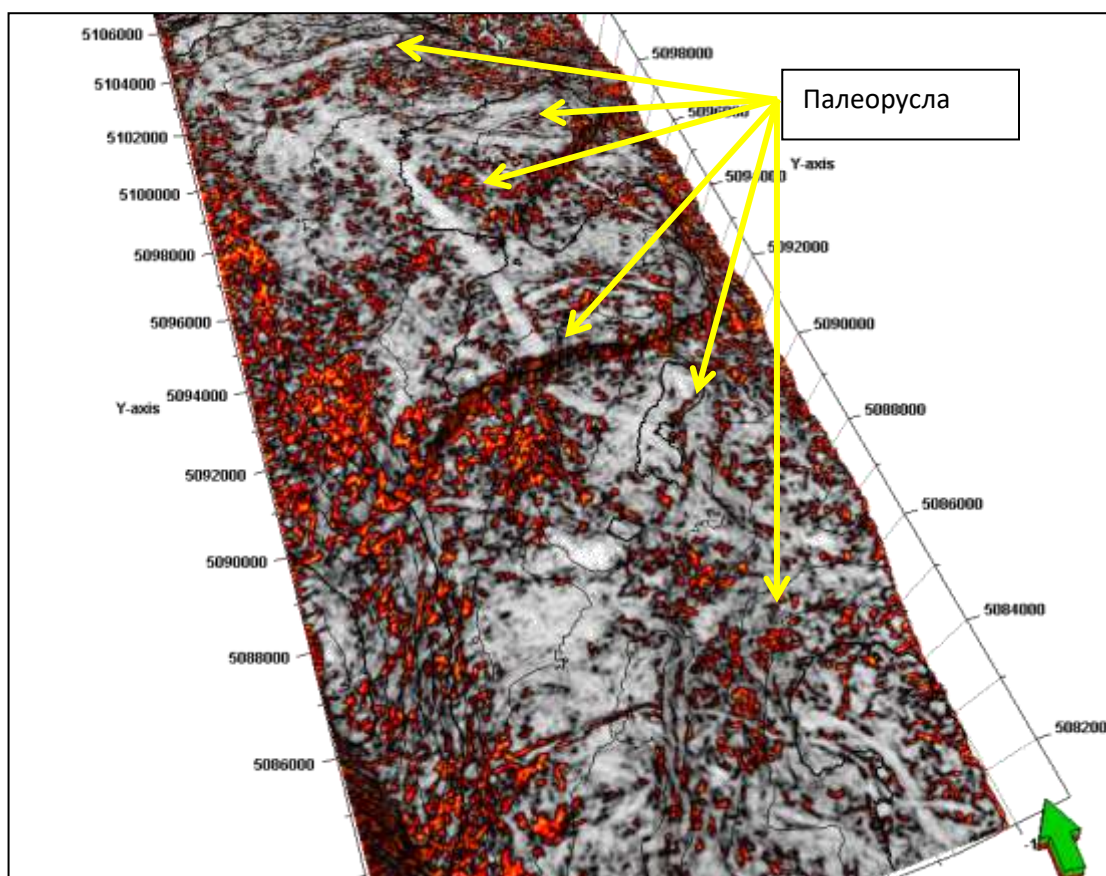


Рис.2.1.11. Сейсмический атрибут “variance”, рассчитанный по стратиграфическому слайсу между ОГ Top Jurassic и Yu II (30 - 141 мс от ОГ Top Jurassic)

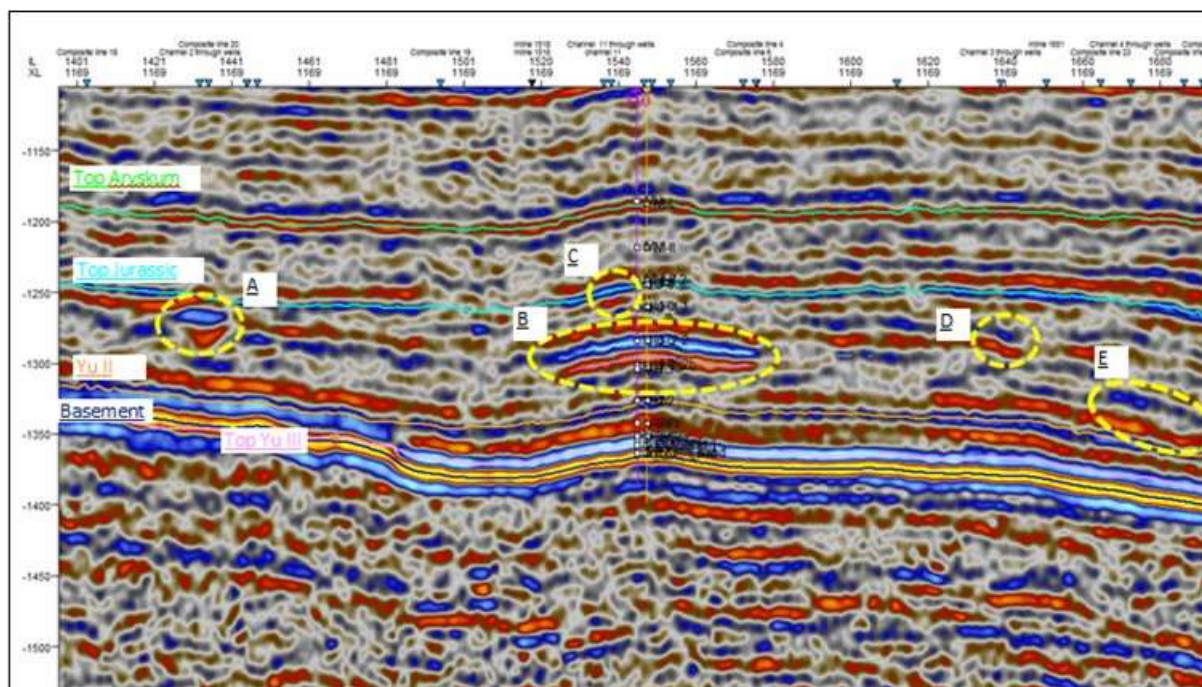


Рис. 2.1.12. Пример выделения палеорусел (А-Е) на сейсмическом разрезе по линии crossline 1169

В результате комбинаций различных техник было выявлено по месторождениям Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный, откорректировано

26 палеорусел в различных стратиграфических интервалах (рис. 2.1.12). Относительный геологический возраст палеорусел определялся по данным ГИС в случае, если русло было вскрыто скважинами и отчетливо выделялось на каротажных кривых (рис.2.1.13-2.1.15).

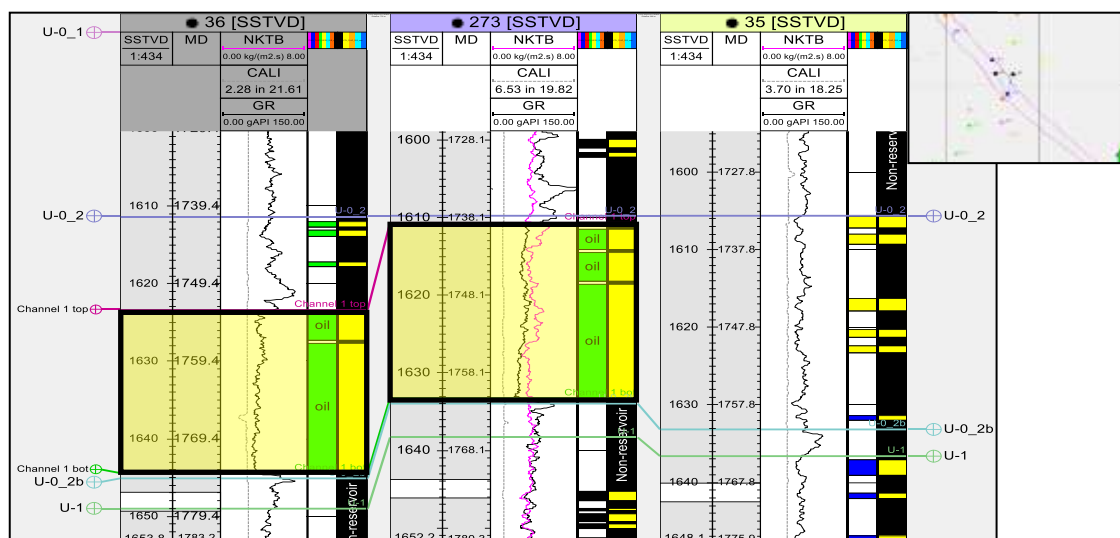


Рис. 2.1.13. Пример выделения русловых отложений в скважинах 36, 273 (Акшабулак Южный, Акшабулак Центральный)

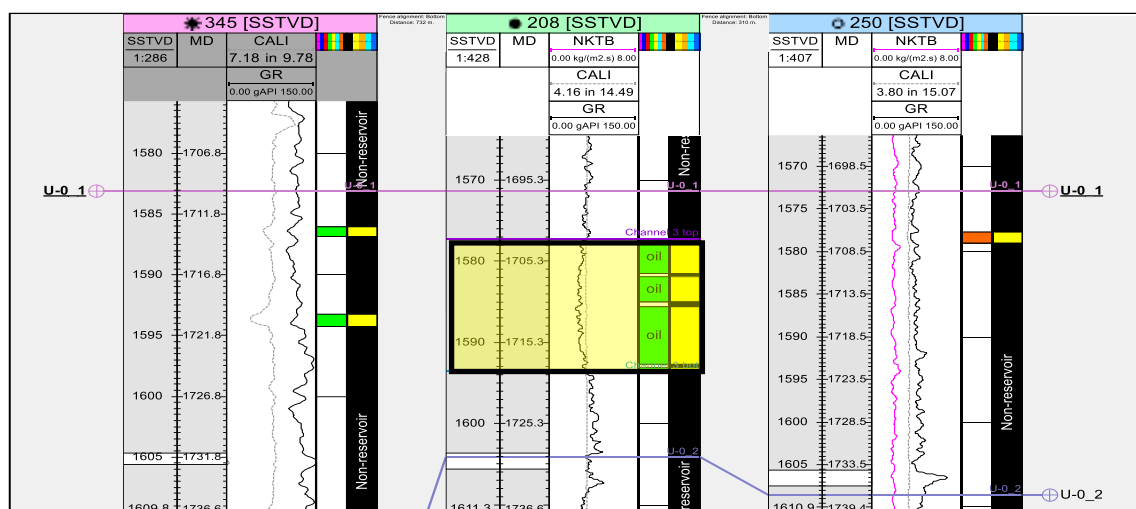


Рис. 2.1.14. Пример выделения русловых отложений в скв. №208, 273 (Акшабулак Центральный)

По месторождению Акшабулак Восточный на основе вышеуказанных методов и техник было выявлено русловая зона в районе скв. №34. По материалам ГИС в скв. №34 выделяется нефте-водонасыщенный коллектор с общей мощностью 13,6м (рис. 2.1.16). Испытание произведено в интервале 1918-1928м (2005г).

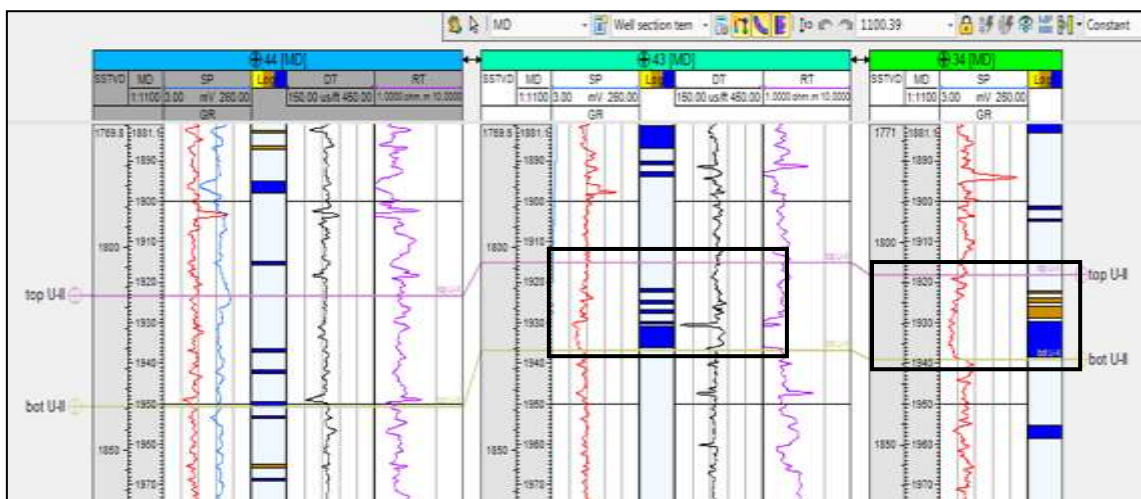


**Рис. 2.1.15. Пример выделения русловых отложений в скв. №43, 34
(Акшабулак Восточный)**

В 2016 году была пробурена эксплуатационная-добывающая скв. 34БС зарезка бокового ствола в скважине №34 (на песчаный горизонт Ю-II), пробуренный в рамках проекта «Анализа разработки ...» (Письмо №27-5-749-И от 15.04.2016г на основании Протокола ЦКРР РК №69/10 от 17.03.2016г). В процессе бурения на глубине 2056 (МД), был вскрыт песчаный нефтенасыщенный пласт, начиная с глубины 2134м (МД) песчаный пласт исчез с проектной траекторией скважины. Предпринимались попытки поменять направление бурения в надежде обратного вскрытия песчаного пласта, но данные работы не увенчались успехом. При достижении измеренной глубины 2240м бурение было остановлено. По результатам бурения скв. 34БС граница песчаного пласта горизонта Ю-II была скорректирована (рис. 2.1.16).

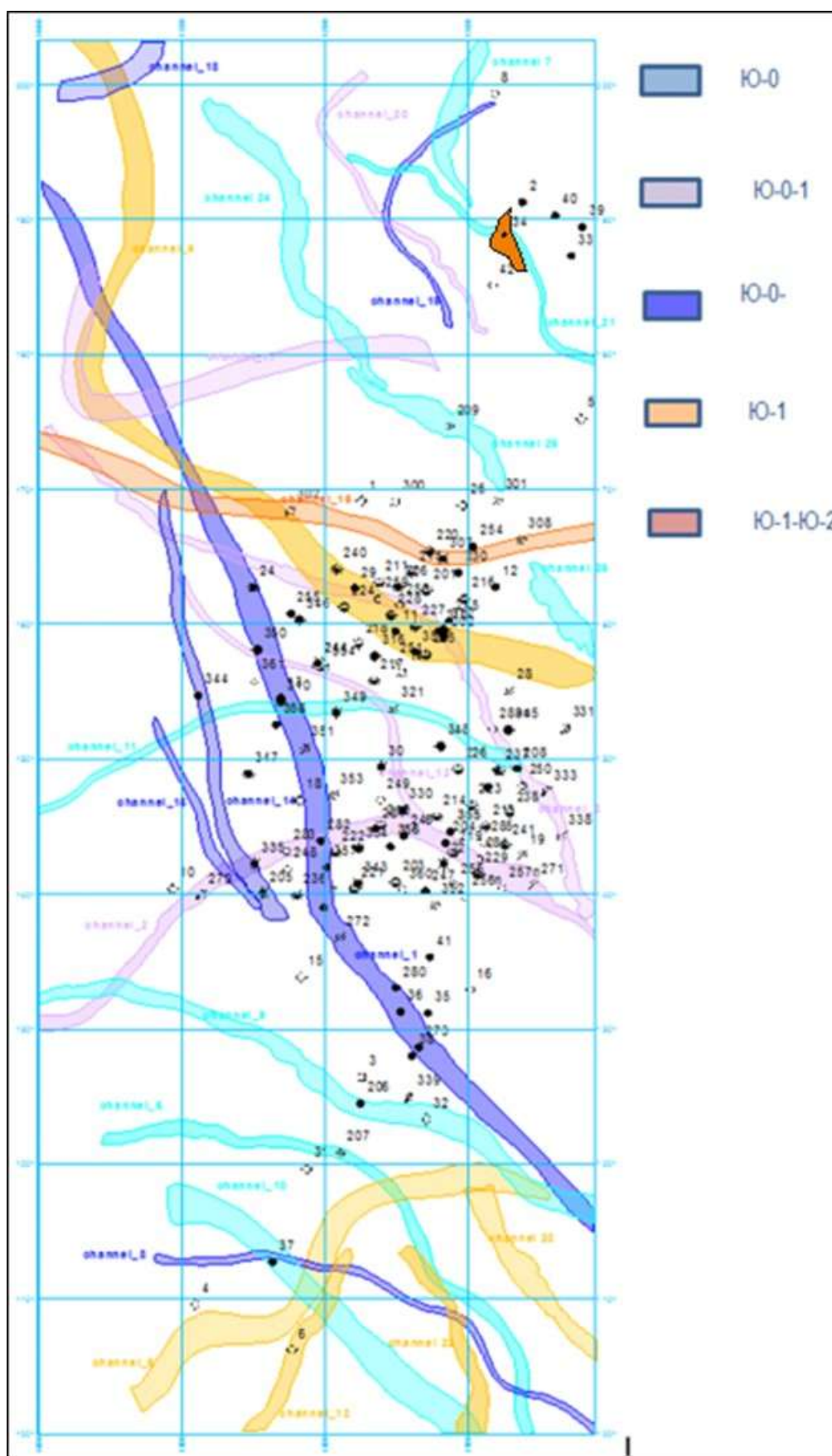


Рис. 2.1.16. Общая схема распределения палеорусел

Нефтегазоносность

Нефтеносность месторождения установлена получением притока нефти из среднекумкольской подсвиты верхнеюрских отложений (1989г.) в результате опробования скв. №2, продуктивность верхнекумкольской подсвиты выявлена в 2005г в результате опробования скв. №34.

В разрезе месторождения Акшабулак Восточный выявлены два основных продуктивных горизонта, приуроченные к верхнеюрским отложениям (кумкольская свита) - Ю-II и Ю-III, причем горизонт Ю-III расчленен на два продуктивных пласта: карбонатно-терригенный (Ю-IIIк-т) и песчаный (Ю-IIIп) и продуктивный горизонт Ю-0-1 выделенный в рамках ПЗ 2018г. на основе опробования скв. №39, где с интервала 1806-1810м получены притоки нефти с водой дебитом 3,2м³/сут и 46,7м³/сут, соответственно.

На месторождении Акшабулак Восточный пробуренный фонд составляет 27 единицы.

Далее приводится описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов.

Залежь **Ю-0-1 горизонта** представляет собой пластово-сводовую залежь тектонически и литологический экранированную разломами F₂, f₄ и зоной замещения коллекторов в районах скв. №№7К, 20, 21, 22, 33.

Вскрыт всеми пробуренными скважинами. Ранее нефтяная залежь была установлена в скважинах №№39, 40, 42. Однако, в связи с бурением новой оценочной скважины №70, которая вскрыла водонасыщенные коллектора, геолого-промысловые материалы по скважине №42 были пересмотрены и в рамках данной работы были оценены как водонасыщенные.

Опробование скв. №39 произведено в интервале 1806-1810м, в результате получены притоки нефти с водой дебитом 3,2м³/сут и 46,7м³/сут, соответственно.

Общая толщина горизонта изменяется от 4,2м до 9,5м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м до 2,6 м, водонасыщенные толщины от 1,0м (скв.№44) до 5,9м (скв №70).

Коэффициент расчлененности пласта составляет 1-2, коэффициент песчанистости, в среднем равен 0,48.

ВНК остался на уровне утвержденной в ПЗ 2018г. и принят по среднему расстоянию по подошве нефтенасыщенного пласта абс. отметка -1690,1м скв. №39 и по кровле водонасыщенного пласта скв. №44 на абсолютной отметке -1690,9м, среднее расстояние залегает на глубине -1690,1м.

Фильтрационно-емкостные свойства горизонта изучены по 18 образцам керна из 3 (№№2,5,70) скважин.

Ю-II горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. Залежь данного горизонта состоит из двух сводов, которые разделены тектоническим нарушением F_2 и f_2 . Нефтяная залежь установлена в районе скв. №34 и скважины 34БС забуренной от основного ствола. Надо отметить, скв. №34БС является наклонно-направленной, где отклонение ствола скважины составило $91,4^0$. При рассмотрении и распечатки каротажного материала, измеренная глубина была приведена к вертикальному масштабу. Отсчеты велись по точкам через 1 м по всему стволу скважины. Однако, в связи с большим наклоном, выделить нефтенасыщенные коллектора не представляется возможным.

В скв. №34 опробование произведено в интервале 1918-1928м, в результате получен приток нефти дебитом $105 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 10 мм штуцере. Максимальная толщина горизонта Ю-II достигает 42,8 м (скв. 9К), в среднем составляет 31,3 м. Коэффициент песчанистости – 0,34. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине №34-4,7м, водонасыщенные толщины от 0,8 м (скв№2) до 38,2 м (скв№9К). В новой пробуренной скв. №34БС, в результате испытания интервала 2048-2117м (-1812-1812,89м) получен приток нефти $2,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и воды $31,4 \text{ м}^3/\text{сут}$.

При обосновании ВНК были проанализованы геолого-промысловые данные скв. №34. Первоначальные испытания, произведенные в 2005г, доказали продуктивность пласта с получением притока нефти $105 \text{ м}^3/\text{сут}$ чистой нефти. Далее в том же интервале (1918-1928м) произведены испытания в 2008г, в результате нефть с содержанием воды.

Скважина эксплуатировалась с 2005г по 02.01.2018г. Накопленная добыча по нефти на дату 02.01.2018г. составляет 46,7 тыс. т. при обводненности 88,7%. Учитывая ранее оценённые извлекаемые запасы по горизонту равные 42,2 тыс. т, можно предполагать ВНК ниже ранее принятого. Исходя из этого в рамках данной работы уровень ВНК был определен на отметке -1818,4м, по кровле водонасыщенного коллектора по ГИС в скв. №34. В новой пробуренной скважине №70 по материалам ГИС выделен слабонефтенасыщенный коллектор с мощностью 0,8м.

Фильтрационно-емкостные свойства горизонта изучены по 47 образцам керна из 5 (№№2, 5, 8, 42, 70) скважин.

В горизонте Ю-III выделяются два пласта: карбонатно-терригенный (Ю-IIIк-т) и песчаный (Ю-IIIп).

Карбонатно-терригенный пласт (Ю-IIIк-т) представляет собой залежь, пластово-сводовую, тектонически экранированную разломами F_2 , f_2 и литологически зоной замещения в районе скв. № 34, 40, 44.

Во всех скважинах горизонт охарактеризован полным комплексом ГИС, из них: нефтенасыщенными являются скважины №№1К, 2К, 2Д, 4К, 2, 18, 19, 20, 21, 22, 33, 39, 43;

Водонасыщенные коллектора выделены в скважинах №№3К, 5К, 7К, 8К, 9К.

Фильтрационно-емкостные свойства горизонта изучены по 13 образцам керна из 6 (№№4к, 2, 8, 34, 42, 44) скважин.

Свойства нефти охарактеризованы по 10 глубинным пробам из 6 скважин.

Продуктивность горизонта подтверждена испытанием в обсаженном стволе в 7 (№№ 2, 1К, 2К, 2Д, 21, 33, 70) скважинах:

В результате испытания интервала 2025-2035м совместно с нижележащим горизонтом Ю-Шп в скв. №2 получен приток нефти в зависимости от размера штуцера от 7,9 до 144,4 м³/сут;

В 21 скв. в результате испытания интервала 2024-2027 м 2037-2041м совместно с нижележащим горизонтом Ю-Ш-п получен приток нефти 120м³/сут на 8мм штуцере;

В скв. 2Д испытание произведено в 2011г в интервале 2023-2026 и 2036-2038 (совместно с Ю-Шп), в результате получен приток нефти в объеме 10м³/сут (размер штуцера 7мм).

В скв. 2К испытание произведено в интервале 2029-2031м, в результате получен приток нефти 140м³/сут;

В скв. №1К при опробовании интервала 2011-2033м, после ГРП получен приток нефти дебитом 167м³/сут.

По результатам ГИС и опробования новая пробуренная скважина №70 оказался сухим: в результате испытания интервалов совместно с нижними Ю-Шп и Ю-IV горизонтом (2014,5-2016м, 2026,5-2028,5м, 2034,5-2043,5м) получен приток нефти, однако проведенные исследования методом PLT доказали отсутствие притока с данного горизонта.

Опробования в скважинах №№1К, 4К, 34 положительных результатов не дали.

Общая толщина горизонта изменяется от 0,6 (скв. №39) до 9,8м (скв. №9К). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7м (скв. №№39,43) до 5,1м (скв. №19), водонасыщенные толщины от 1,3м (скв. №5К) до 5,4м (скв. №9К).

Коэффициент расчлененности пласта составляет 1-5, коэффициент песчанистости, в среднем равна 0,5 доли. ед.

ВНК для карбонатно-терригенного пласта принят единый на отметке -1935,4м, по кровле водонасыщенного коллектора по ГИС в скв. №4К. Кровля водонасыщенного коллектора в скв. №1К отбивается на отметке -1935,93м.

Песчаный пласт (Ю-Шп) вскрыт всеми пробуренными скважинами.

Стратиграфический приурочен к среднекумольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой единую залежь, пластово-сводовую, экранированную сбросами F_2 и f_2 , зонами замещения в районах скв. №8 и №9К.

Продуктивность горизонта подтверждена испытанием в 14 скважинах:

В скв. №33 в результате испытания интервала 1998-2001м, 2002-2025м при совместном опробовании с фундаментом получен приток нефти дебитом $85\text{м}^3/\text{сут}$ на 8мм штуцере. Данные PLT проведенные в интервале 1999,2-2000 доказали продуктивность горизонта Ю-IIIп, получением притока флюида. В расчете суточного дебита не принимает участие интервал 2002 – 2024,6 (PR), так как по данным разноскоростной расходомерии в этом интервале не отмечается притока флюида.

В результате испытания интервала 2025-2035м совместно с горизонтом Ю-IIIк-т в скв. №2 получен приток нефти в зависимости от размера штуцера от 41,6 до $180,4\text{м}^3/\text{сут}$;

В скв. №34 при испытании интервала 2007-2018м, получен слабый приток эмульсии дебитом $7\text{м}^3/\text{сут}$ на 10мм штуцере.

При испытании интервала 2028,5-2033м в скв. №39, получен приток нефти дебитом $55\text{м}^3/\text{сут}$ на 9мм штуцере.

В скв. №40 из интервала 2013,9-2015,7м получен приток нефти дебитом $25\text{м}^3/\text{сут}$ на 16 мм.

В результате испытания скв. №42 (интервал 2015-2020м) получен приток нефти дебитом $48\text{м}^3/\text{сут}$ на 10 мм штуцере;

В скв. №18 из интервала 2025-2030м получен приток нефти дебитом $85\text{м}^3/\text{сут}$ на 7мм штуцере;

В результате испытания скв. №19, с интервала 2020-2025м получен приток нефти дебитом $40\text{м}^3/\text{сут}$ на 7мм штуцере;

В скв. №20 из интервала 2018-2021м получен приток нефти дебитом $78\text{м}^3/\text{сут}$ на 8мм штуцере;

В результате испытания интервала 2009-2012м в скв. №22, приток нефти дебитом $120\text{м}^3/\text{сут}$ на 9мм штуцере;

В скв. №2К из интервала 2044-2048м получен приток нефти дебитом $211\text{м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере, при повторном опробовании притока не получено;

В скв. №43 в результате опробования интервала 1992-2006м, отобрано жидкости в объеме $86,4\text{м}^3$, из них 17м^3 самоизливом, обводненность 1%;

В результате испытания интервалов 2018-2023м, 2025,5-2027м получен на 16 мм штуцере нефть, с нестабильным дебитом 2-2,5м/час в скв. №44.

В скв. №70 по материалам ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор с мощностью

1,3м; испытание произведено совместно с горизонтами Ю-IIIк и Ю-IV (2014,5-2016м, 2026,5-2028,5м, 2034,5-2043,5м) получен приток нефти в объеме 74,4м³/сут и вода 4,5м³/сут., исследования, проведенные методом PLT доказали 100% продуктивность залежи Ю-IIIп.

Общая толщина пласта составляет от 0,6 м до 8,3м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6м (скв. №43) до 5,2м (скв. №42), и в среднем составляет 2,9 м, водонасыщенные толщины от 1,7м (скв. №8К) до 6,8 м (скв. №3К). Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1935,4 м.

Обоснование ВНК

Самые низкие отметки получения нефти при опробовании зафиксированы в скв. №2К и №21 на отметках -1933,5 и -1931,9м (книга I, текстовое приложение 3).

Уровень ВНК остался на уровне утвержденный в ПЗ, и отбивается на отметке -1935,4м, по прямому разделению нефть-вода по скважине 4К. Эти результаты согласуются с кровлей водонасыщенного коллектора на отметке -1935,9м по скважине 1К.

В скважине 2Д, являющейся дублером скважины 2К, нижний пласт в интервале 2038,1-2040,0 м (-1925,3-1927,2) по ГИС характеризуется как обводнившийся пласт в результате эксплуатации скважины 2К.

PR (фундамент), горизонт является по данным ГИС и опробования водонасыщенным. Залежь имеет весьма ограниченное распространение в пределах месторождения и литологический ограниченна с юга и с севера, с запада экранированный сбросом F2. Породы протерозоя по керну охарактеризованы скв. №№ 1К, 4К, №2, 5, 8 и 33 где и по результатам отложения представлены гнейсами, сланцами и аргиллитами. Данные по шламу отобранный из скв. №33, подтверждает наличие тяжелой нефти заполненный в многочисленных кавернах и трещинах.

Результаты испытания, произведённые в скв. №33 положительных результатов не дала. При совместном испытания с вышележащим горизонтом был получен приток нефти, который как выяснилось по замерам PLT, отсутствием притока из отложений фундамента.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

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

Анализ результатов исследования керна. На месторождении с отбором керна пробурено 15 скважин: 3 поисковые, 6 разведочных, 4 эксплуатационные, 2 оценочные.

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 694,38 м, общий линейный вынос керна составил 481,50 м или 69,34% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 510 образцов из 9 скважин. Из них в пределах продуктивной толщи – 167 образцов. Количество кондиционных (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений $K_{пр}$ и $K_{п}$) образцов – 96.

Таким образом, по меловым отложениям проходка с отбором керна составляет 148,70 м, вынос керна 110,36 м или 74,22%. Проанализировано 249 образцов керна.

По юрским отложениям пройдено 480,88 м и вынесено 340,29 м, т.е. 70,76% от проходки с отбором керна. В пределах продуктивных пластов (Ю-0-1, Ю-II, Ю-III к-т, Ю-IIIп, Ю-IV) проходка составила 148,31 м, вынос керна 108,84 м (73,39% от проходки). Количество проанализированных образцов по юре составляет 255 образцов, в том числе 161 образца из вышеперечисленных горизонтов, 96 из которых являются кондиционными образцами.

По отложениям протерозоя с отбором керна пробурено 64,8 м, вынос керна при этом составил 30,85 м (47,61%). По горизонту PR проходка составляет 63,1 м с выносом керна 30,85 м (48,9% от проходки). Проанализировано 6 образцов керна.

Вне продуктивных горизонтов проходка составила 482,97 м, вынос керна 341,81 м (70,77% от проходки). Проанализировано 343 образца.

Весь комплекс стандартных исследований включал в себя определение открытой и полной пористости, минералогической и объемной плотности, проницаемости, гранулометрического состава с определением карбонатности.

Петрофизические зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности. Для количественной интерпретации ГИС данные параметры приняты по аналогии с месторождением Акшабулак Центральный, так как по месторождению Акшабулак Восточный они определялись на 6 образцах. Полученные зависимости для юрских отложений описываются уравнениями: $R_{п}=K_{п}^{-1,927}$ $R^2=0,99$; $R_{н}=K_{в}^{-1,97}$ $R^2=0,99$.

Граничное значение проницаемости принято 1 мД по литературным данным для терригенных пород (например, классификация Теодоровича Г.И., а также 30 опытов проведённые в лаборатории МИНХ и ГП учёным Гудок Н).

Граничное значение пористости для следующих горизонтов приняты равными: Ю-0-1 – 17,5%; Ю-II – 14%; Ю-IIIк-т – 14%; Ю-IIIп – 12%.

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

Результаты анализа геофизических исследований скважин. В рамках данного проекта на месторождении выполнена интерпретация материалов ГИС по скважине №70.

Промыслово-геофизические исследования ГИС, были выполнены сервисной компаний: ТОО «Каспий». Каротаж проводился на полимерном растворе, технологические параметры ПЖ составляет: сопротивление раствора – 0,34 Ом, плотность – 1,10 г/см³, вязкость – 45 с, водоотдача раствора – 5 см³/30 мин.

Виды и объёмы ГИС. В открытом стволе скважин проведен комплекс ГИС, включающий в себя следующие методы: ГК, КВ, НГК, ННКт, ПС, БК, ИК (ВИКИЗ), МБК, МКЗ, ИК, А2.0М0.5N, N0.5M2.0A, АК, ГГКп, ИК проводимость, профилометрия, резистивиметрия, термометрия, инклинометрия. Качество материалов ГИС хорошее.

Виды и объёмы ГИС в закрытом стволе. Комплекс промыслово-геофизических исследований контроля за разработкой не проводился.

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”.

Для определения объемной глинистости были использованы методы ГК и ПС, как в комплексе, так и отдельно. Глинистость по методу ГК рассчитывалась по двойному разностному параметру с использованием зависимости Ларионова В.В.

Коэффициент пористости рассчитывался по методам: ГГКп, АК и W.

Коэффициент нефтегазонасыщенности был рассчитан по формуле Арчи, с использованием петрофизических параметров, полученных на керне.

Эффективные толщины выделялись с учетом граничного значения Кп – Ю-0 – 17,5%, Ю-II – 14%, Ю-IIIк-т – 14%, Ю-IIIп – 12%. В качестве граничного значения глинистости использована величина равная 45%. Коэффициент нефтенасыщенности равно 40%.

Минерализация пластовых вод по данным анализов колеблется в пределах от 80 до 94 г/л, сопротивление пластовой воды, с учетом температуры пластов составило 0,04 Омм.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов. В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонного перетока пластовой воды.

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

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	Горизонт					
		Ю-0-1	Ю-II	Ю-III к-т	Ю-III п	Ю-IV	PR
Общая	Средняя, м	6,43	31,3	4,1	5,32	31,4	29,1
	Интервалы изменения, м	4,2-9,53	22,9-42,76	0,6-9,8	0,6-8,3	2,5-57,1	3,1-65
	Коэффициент вариации	0,404	0,147	0,449	0,423	0,571	0,801
Нефтенасыщенная	Средняя, м	1,88	2,8	3,11	2,8	-	3,42
	Интервалы изменения, м	1,2-2,6	0,8-4,7	0,7-5,1	0,6-5,2	-	1,9-5,3
	Коэффициент вариации	0,25	0,29	0,600	0,627	-	0,404
Водонасыщенная	Средняя, м	3,2	10,15	3,16	3,1	12,24	21,15
	Интервалы изменения, м	1-5,9	0,8-38,2	1,3-5,4	1,7-6,8	2,5-39,2	6,2-30,3
	Коэффициент вариации	0,398	0,738	0,402	0,518	0,897	0,660
Эффективная	Средняя, м	3,05	9,65	3,12	3,22	12,24	12,18
	Интервалы изменения, м	1-5,6	0,5-38,2	0,7-5,8	0,6-6,8	2,5-39,2	1,9-30,3
	Коэффициент вариации	0,490	0,796	0,548	0,541	0,897	0,901

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов

Горизонт	Кол-во скважин	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения
Ю-0-1	14	0,48	0,411	0,17-0,86	1,5	0,333	1-2
Ю-II	25	0,34	0,659	0,03-1	4,28	0,415	1-8
Ю-III к-т	18	0,51	0,337	0,22-0,88	2,44	0,514	1-5
Ю-III п	20	0,67	0,361	0,12-1	1,4	0,525	1-3
PR	8	0,37	0,562	0,12-0,65	4,75	0,847	1-14

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

Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Ю-0-1 (возвратный объект)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	18	18	-
	Среднее значение	3064,76	0,269	-
	Интервал изменения	604,6-7150	0,195-0,301	-
	Коэффициент вариации	0,556	0,083	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	2	2	2
	Среднее значение	177,1	0,27	0,60
	Интервал изменения	82,7-220,7	0,24-0,28	0,56-0,62
	Коэффициент вариации	0,362	0,07	0,04
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Ю-II (II объект)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	2	-
	Количество определений	30	32	-
	Среднее значение	99,88	0,203	-
	Интервал изменения	6,16-741,89	0,141-0,297	-
	Коэффициент вариации	1,652	0,217	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	4	4	4
	Среднее значение	243,8	0,26	0,66
	Интервал изменения	67-325,2	0,23-0,28	0,51-0,70
	Коэффициент вариации	0,498	0,07	0,11
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	4	-	-
	Среднее значение	285,9	-	-
	Интервал изменения	284,8-286,5	-	-
	Коэффициент вариации	0,774	-	-
Ю-III к-т				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	1	1	-
	Среднее значение	36,47	0,247	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	0	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	13	13	13
	Количество определений	32	32	32
	Среднее значение	66,4	0,19	0,61
	Интервал изменения	4,6-432,2	0,13-0,27	0,40-0,75
	Коэффициент вариации	1,70	0,16	0,15
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Ю-III-п				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	-
	Количество определений	45	45	-
	Среднее значение	1509,23	0,225	-
	Интервал изменения	7,6-8383	0,140-0,361	-
	Коэффициент вариации	1,242	0,204	-
	Количество скважин	17	17	17
	Количество определений	24	24	23

Геофизические исследования скважин	Среднее значение	1363,0	0,16	0,80
	Интервал изменения	3-3913	0,14-0,30	0,44-0,91
	Коэффициент вариации	0,95	0,17	0,15
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	5	-	-
	Количество определений	36	-	-
	Среднее значение	1137,73	-	-
	Интервал изменения	0,551-9456,7	-	-
	Коэффициент вариации	2,517	-	-
Ю-III-к/т, Ю-III-п (I объект)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	-
	Количество определений	46	46	-
	Среднее значение	1477,21	0,225	-
	Интервал изменения	7,56-8383	0,140-0,361	-
	Коэффициент вариации	1,263	0,202	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	18	18	18
	Количество определений	56	56	51
	Среднее значение	833,6	0,24	0,73
	Интервал изменения	2,9-3913,3	0,13-0,30	0,40-0,91
	Коэффициент вариации	1,42	0,20	0,19
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	5	-	-
	Количество определений	36	-	-
	Среднее значение	1137,73	-	-
	Интервал изменения	0,551-9456,7	-	-
	Коэффициент вариации	2,517	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт Ю-0-1 по макроописанию и подробному описанию керна скважин №№2, 5, 70 представлен песчаниками и алевролитами. Песчаник средне-, мелкозернистый, серо-зелено-коричневый, слоистый, кварц-полевошпатовый, нефтенасыщенный. Алевролиты сиренево-серый, с редкими зелеными пятнами. Участками песчанистые, с желтовато-бурыми пятнами окисления.

По лабораторным исследованиям керна представлены коллекторами со средней открытой пористостью 0,269 доли ед., изменяющейся от 0,195 до 0,301 доли ед. Газопроницаемость меняется в диапазоне $604,6-7150 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и равна в среднем $3064,76 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По результатам промыслово-геофизических исследований величина пористости коллекторов варьируется в диапазоне 0,24-0,28 доли ед., нефтенасыщенности – 0,56-0,62 доли ед. Средние значения составляют 0,27 и 0,60 доли ед. соответственно.

Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ю-II представлен керном в скважинах №№5, 8, 42. По макроописанию и подробному описанию керна сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Алевролит глинистый, зелено-серый, с редкими серыми пятнами и линзами, сложен зернами размером менее 0,05 мм, полимиктового состава, угловатой формы, слюдистый (10%). Песчаник мелкозернистый, серый, с темно-серыми прослойками, сложен зернами

кварца, обломков кремнистых пород и полевого шпата, окатанной, угловато-окатанной формы.

По данным керна диапазон изменения пористости по 32 кондиционным определениям составляет $0,141 \div 0,297$ доли ед., средняя пористость – 0,203 доли ед., газопроницаемость меняется в пределах от $6,16 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $741,89 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, средняя проницаемость – $99,88 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным промыслово-геофизических исследований пористость изменяется от 0,23 до 0,280 доли ед., составляя в среднем 0,26 доли ед., нефтенасыщенность – от 0,51 до 0,70 доли ед., в среднем – 0,66 доли ед.

По 4 гидродинамическим исследованиям скважин интервал изменения проницаемости равен $284,8\text{--}286,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляет $285,9 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Отложения *продуктивного горизонта Ю-IIIк-т* представлены песчаником мелкозернистым и алевролитом глинисто-песчанистым, кварц-полевошпатовым, слюдистым, с известковистым цементом, плотным, содержащим угловатые гальки известняка, желваки марказита (скв. №2); алевролитом глинистым, в верхней части зелено-серый, в нижней серый, темно-серый, сложен зернами размером менее 0,05 мм, полимиктового состава, угловатой формы, слюдистым (10%, участками до 20%); аргиллитом алевроитовым серым, однородным, массивным, сланцеватым, с линзами и прослоями (от 1-4 мм до 10-17 мм) известняка белого до палево-серого, слабодоломитового (скв. 34).

По лабораторному изучению образцов керна породы обладают следующими коллекторскими свойствами: величина пористости по одному определению значение по горизонту составляет 0,247 доли ед. Значение проницаемости, по горизонту составляя $36,47 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Пористость по данным ГИС меняется от 0,13 до 0,27 доли ед., в среднем равна 0,19 доли ед., нефтенасыщенность меняется в диапазоне $0,40 \div 0,75$ доли ед., в среднем составляя 0,61 доли ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

Отложения *Ю-IIIп горизонта* представлены песчаником, алевролитом и гравелитом. Песчаник крупнозернистый, гравелитовый, сложенный зернами размером 1 мм, с примесью 20-30% обломков кремнистых пород и кварца гравийной, нефтенасыщенный (скв. 42). Алевролит глинистый, песчанистый, темно-серый, с серыми прослойками и пятнами, сложен зернами размером менее 0,05 мм, предположительно кремнистого состава, угловатой формы, содержащим в себе примесь до 20% зерен слюды серого, светло-серого цвета, непористый (скв. 42).

Пористость по 45 кондиционным определениям изменяется от 0,140 до 0,361 доли ед., составляя в среднем 0,225 доли ед., значение коэффициента проницаемости изменяется от 7,6 до 8383 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляет 1509,23 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость коллекторов колеблется от 0,14 до 0,30 доли ед., среднее значение по горизонту 0,16 доли ед. Значение нефтенасыщенности в среднем равно 0,80 доли ед., изменяется в пределах 0,44-0,91 доли ед.

Среднее значение проницаемости по гидродинамическим исследованиям составляет 1137,73 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, изменяется в интервале 0,551-9456,7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

№№ п/п	По данным ГИС					По данным лабораторного изучения керна				
	Интервалы изменения, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Число случаев				Интервалы изменения, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Число случаев			
		Ю-0-1	Ю-II	Ю-III к-т	Ю-III-п		Ю-0-1	Ю-II	Ю-III к-т	Ю-III-п
1	1-10	-	-	4	3	1-10	-	6	-	1
2	10-100	1	2	23	6	10-100	-	16	1	6
3	100-200	-	1	3	2	100-200	-	3	-	5
4	200-300	1	-	-	2	200-300	-	1	-	6
5	300-400	-	1	1	2	300-400	-	2	-	4
6	400-500	-	-	1	1	400-500	-	1	-	-
7	500-600	-	-	-	-	500-600	-	-	-	2
8	600-700	-	-	-	2	600-700	2	-	-	-
9	700-800	-	-	-	-	700-800	-	1	-	1
10	800-900	-	-	-	-	800-900	-	-	-	1
11	900-1000	-	-	-	-	900-1000	-	-	-	-
12	1000-2000	-	-	-	2	1000-2000	3	-	-	5
13	2000-3000	-	-	-	2	2000-3000	4	-	-	5
14	3000-4000	-	-	-	2	3000-4000	4	-	-	5
15	4000-5000	-	-	-	-	4000-5000	2	-	-	2
16	5000-6000	-	-	-	-	5000-6000	2	-	-	-
17	6000-7000	-	-	-	-	6000-7000	-	-	-	1
18	7000-8000	-	-	-	-	7000-8000	1	-	-	-
19	8000-9000	-	-	-	-	8000-9000	-	-	-	1

Таким образом, пористость по керну и по ГИС, близки между собой. При построении геолого-гидродинамической модели приняты данные по пористости и нефтенасыщенности, полученные в результате промыслово-геофизических исследований, так как данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну.

Значения проницаемости, определённые по керну и гидродинамическим исследованиям, несколько различаются. Для характеристики проницаемости

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

2.3 Свойства и состав нефти, газа, конденсата в воды

Исследование состава и свойств пластовых флюидов месторождения Акшабулак Восточный началось в геологоразведочный период. На момент утверждения отчета «ПЗ-2018г» флюидальная система месторождения была изучена на основе 11 глубинных проб.

После утверждения отчета, исследования свойств пластовой нефти дополнительно проведены по двум глубинным пробам, отобранным по скважинам 39 (горизонт Ю-0-1) и 2 (горизонт Ю-III). Отбор и исследования новых глубинных проб проведены в лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг».

С учетом новых проб на дату составления текущего отчета свойства пластовой нефти продуктивных горизонтов месторождения исследованы по 13 глубинным пробам. Из них основная масса (8 проб) отобраны по горизонту Ю-IIIп), 3 пробы из горизонта Ю-IIIк-т и по одной пробам из горизонтов Ю-II и Ю-I. Исследования ранее отобранных проб проведены в лабораториях ТОО «Ренсор», ТОО "Токус, ОМП".

Отбор глубинных проб проводился как при статических, так и при динамических условиях. С позиции отбора все глубинные пробы характеризуется достаточной разницей пластового давления и давления насыщения, что показывает отбор пробоотборниками образцов однофазной жидкости пластовой нефти. Но стоит отметить, что глубинные пробы по скважинам №42 и №43 были отобраны намного выше интервала перфорации скважин (скв.42 глубина отбора проб 1400 м, скв.43 глубина отбора 1000м), что вставят под вопрос о равномерности состава пластового флюида в этих пробах. Глубинные пробы в основном отобраны пробоотборниками ППП-400 (2 камеры). Исследования пластовой нефти продуктивных горизонтов по годам представлены в таблице 2.3.1. По всем пробам проведена стандартная сепарация, а по пробам в лаборатории ТОО «Ренсор» дополнительно проведено дифференциальное разгазирование. Замеренные параметры нефти по результатам стандартной сепарации по всем пробам представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.1 - Изученность горизонтов пробамии пластовой нефти

Горизонты	Дата отбора проб			
	до 1989г	2000-2010 гг	2013-2018 гг	С 2018 г
Ю-0-1				1
Ю-II		1	-	
Ю-III	2	4	4	1
Всего	2	5	4	2
	13 проб			

Таблица 2.3.2 - Свойства пластовой нефти

№№ п/п	Скважина	Интервал перфорации		Абсолютная отметка середины интервала перфорации	Глубина отбора	Дата отбора	Давление исследования	Температура исследования	Давление насыщения	Плотность пластовой нефти,	Вязкость пластовой нефти,	Коэффициент сжимаемости	Газосодержание		Объемный коэффициент	Усадка нефти, %	Плотность сепарированной нефти при 20°С	Коэффициент растворимости газа	Плотность сепарированного газа по воздуху	Исполнитель
		м					МПа	°С	МПа	г/см³	мПа·с	1/МПа	м³/м³	м³/т	д. ед.	%		м³/м³/ МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Горизонт Ю-0-1																				
1	39	1806	1810	-1688,2	980	13.11.19	17,04	81,0	5,22	0,762	1,68	20,9Е-4	49,5	59,3	1,175	14,8	0,836	9,49	1,121	ТОО"КМГ Инжиниринг"
Горизонт Ю-II																				
2	34	1918	1928	-1812,3	1917	19.06.05	19,00	76,9	3,88	0,771	2,05		31,0	37,2	1,144	12,05	0,834	-	1,279	PENCOR
Горизонт Ю-III																				
3	2*	2025	2035	-1917,1		06-31.10.89	20,77	81,0	13,3	0,755	2,74		45,0	55,3	1,150	13,7	0,814	3,48		Тогус, ОМПИ
4		2025	2035	-1917,1			20,18	81,0	13,3	0,755			46,0	55,3	1,150	13,7	0,832	3,48		Тогус, ОМПИ
5	2	2025	2035	-1917,1	2027	20.12.00	20,00	81,0	6,55	0,739	1,75	10,2Е-4	48,4	58,1	1,210	15,7	0,832	7,38	1,071	PENCOR
6	2	2024	2028	-2026	950	12.11.19	18,03	79,7	4,75	0,764	1,45	20,9Е-4	47,8	57,3	1,170	14,5	0,835	10,07	1,102	ТОО"КМГ Инжиниринг"
7	33	1998	2025	-1899,1	1980	21.06.04	18,46	80,2	6,21	0,753	1,38	11,8Е-4	42,3	51,2	1,170	16,2	0,827	6,82	1,059	PENCOR
8	39	2029	2033	-1910,9	2027	30.06.10	16,38	81,9	5,27	0,740	1,64	11,9Е-4	50,3	60,5	1,190	15,9	0,832	9,55	1,276	ТОО НИИ Каспий-мунайгаз
9		2029	2033	-1910,9	2027				7,93	0,738	1,37	19,2Е-4	66,4	79,6	1,260	20,6	0,835	8,37	1,190	
10	42	2015	2020	-1897,4	1400	17.06.13	18,21	70,7	6,50	0,739	1,62	16,8Е-4	56,3	67,6	1,231	18,7	0,831	8,66	1,140	
11		2015	2020	-1897,4	1400				6,10	0,740	1,62	16,8Е-4	55,0	65,8	1,232	18,9	0,836	9,02	1,155	
12	43	1992	2006	-1887,6	1000	06.07.14	14,96	69,0	4,51	0,742	1,90	13,4Е-4	38,1	46,0	1,191	16,1	0,829	8,45	1,198	
13		1992	2006	-1887,6	1000				4,35	0,743	1,90	13,3Е-4	37,2	44,9	1,191	16,1	0,829	8,56	1,257	
Среднее по горизонту Ю-III								80.7	5.8	0.743	1.625		52.3	62.9	1.205	16.96	0.831	8.54	1.16	

*-отбракованная проба



некорректные данные



новые пробы

При анализе материала, замеренные параметры нефти по всем пробам были проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам:

1. По аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание (P_b -GOR), плотность пластовой нефти - газосодержание (ρ_f -GOR), объемный коэффициент - газосодержание (V_o -GOR), вязкость пластовой нефти - объемный коэффициент (рис.2.3.1-2.3.4).

2. По значениям, выходящим за пределы доверительного интервала, оцененного по стандартному отклонению от среднего значения.

Свойства пластовой нефти горизонта **Ю-0-1** исследованы по 1 глубинной пробе из скважины №39. По результатам исследования пробы, пластовая нефть горизонта характеризуется газосодержанием (59,3 м³/т) и связанного с ним давление насыщения (5,22 МПа). Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти замерены на уровне 1,68 мПа*с и 0,762 г/см³ соответственно. Объёмный коэффициент равно 1,175.

По горизонту **Ю-II** как и в предыдущем отчете «ПЗ-2018г» свойства пластовой нефти горизонта **Ю-II** исследованы на основе одной пробой из скв. №34. По результатам исследования пробы, пластовая нефть горизонта характеризуется низким значением газосодержания (37,2 м³/т) и связанного с ним давление насыщения (3,88 МПа), по сравнению с ниже и вышележащими горизонтами (табл.2.3.2). Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти замерены на уровне 2,05 мПа*с и 0,771 г/см³ соответственно. В связи отсутствием новых проб по данному горизонту, для дальнейших расчетов параметры нефти остается на уровне предыдущего ПЗ.

Свойства пластовой нефти в целом по горизонту **Ю-III** на дату составление отчета исследованы по 11 пробам. По результатам анализа данных, можно установить, что замеренные величины давления насыщения по двум параллельным глубинным пробам по скважине №2, отобранным в начальном периоде, считаются «некорректными», так как пробы, отобранные в последующих годах, не подтвердили данные значения параметра. По остальным параметрам в этих пробах также наблюдается отличие от массива данных остальных проб, а также отклонения от трендов изменения зависимых параметров пластовой нефти (рис.2.3.1-2.3.4). На основе этого данные пробы были отбракованы. Также с позиции «представительности», вызывает вопросы пробы по скважинам №42 и №43, так как пробы исследованы при пластовой температуре, соответствующий на глубину отбора образцов (70,7 °С и 69,0°С), тогда как пластовая температура горизонта принимается на

уровне 80°C . Особенно аномальность параметров наблюдается в глубинной пробе из скважины №43.

Признанные «некорректными» значения параметров нефти по пробам в таблице 2.3.2 выделены цветной раскраской, а в рисунках 2.3.1-2.3.4 выделены штрих пунктиром.

По принятым данным представительных проб газосодержания пластовой нефти в целом по горизонту Ю-III по стандартной сепарации составляет $62,9 \text{ м}^3/\text{т}$. Давление насыщения принимается на уровне $5,80 \text{ МПа}$. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти равняются $1,625 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,743 \text{ г/см}^3$ соответственно.

Зависимости параметров нефти по двум пробам из скважин №2 и №33 по результатам дифференциальной разгазирования представлены в рисунке 2.3.5.

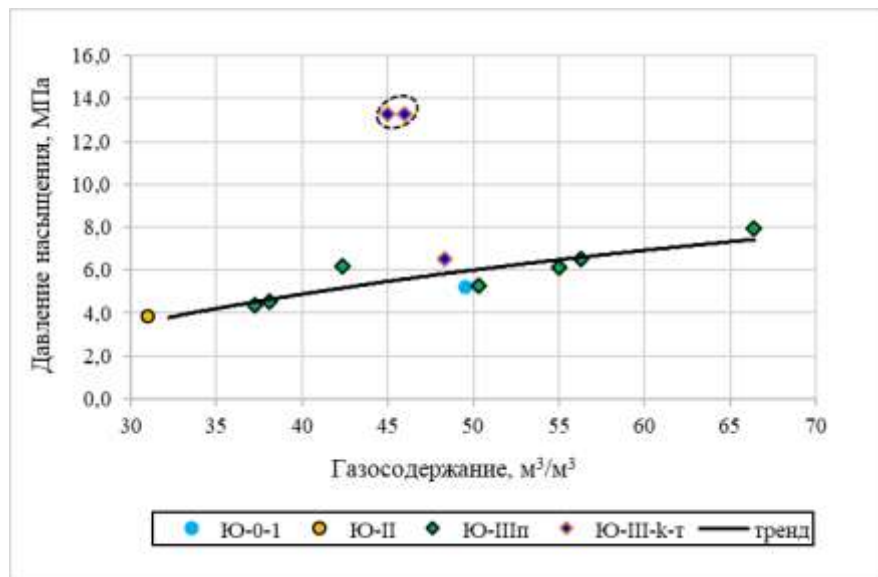


Рис.2.3.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания

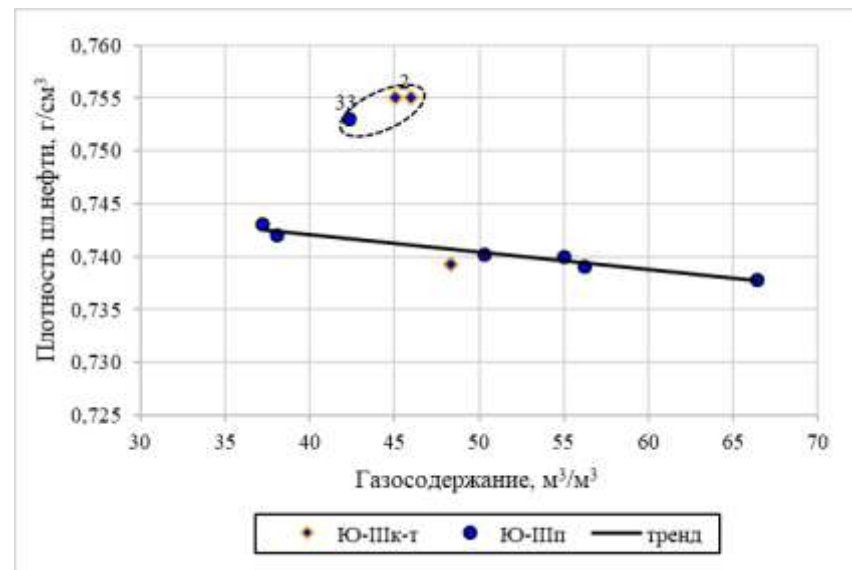


Рис.2.3.2 - Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

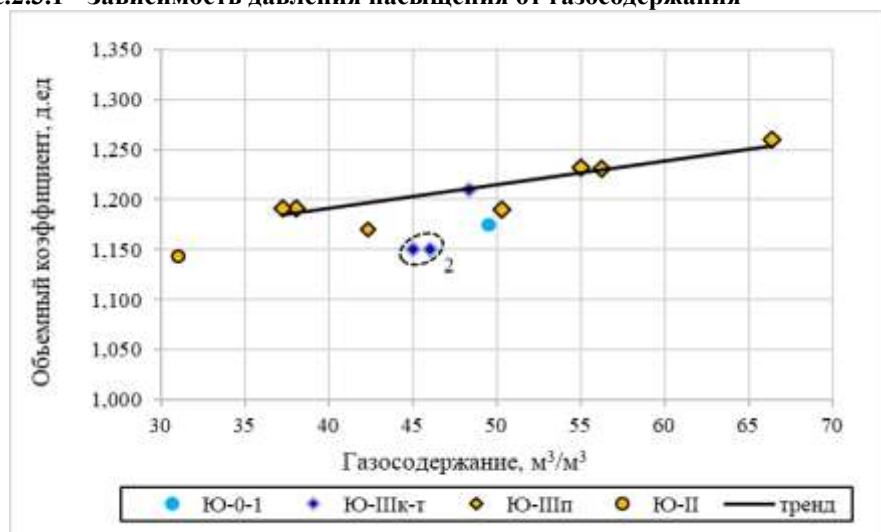


Рис.2.3.3 - Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

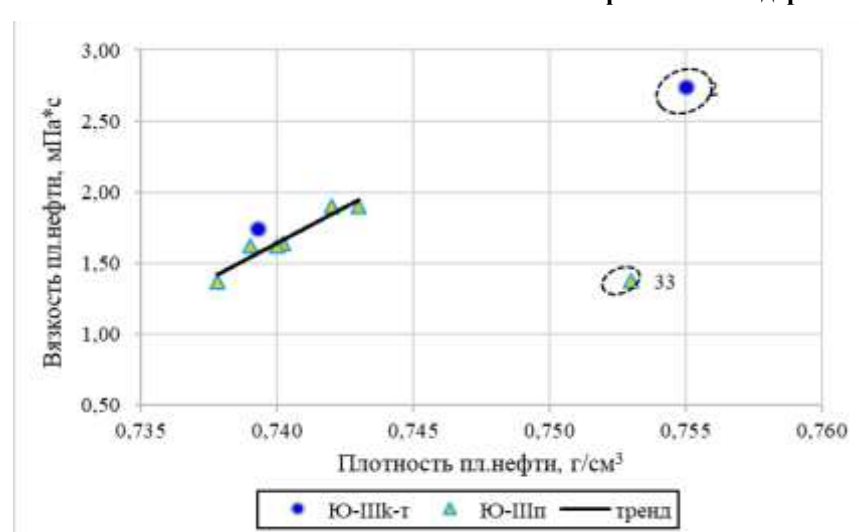


Рис.2.3.4 - Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой

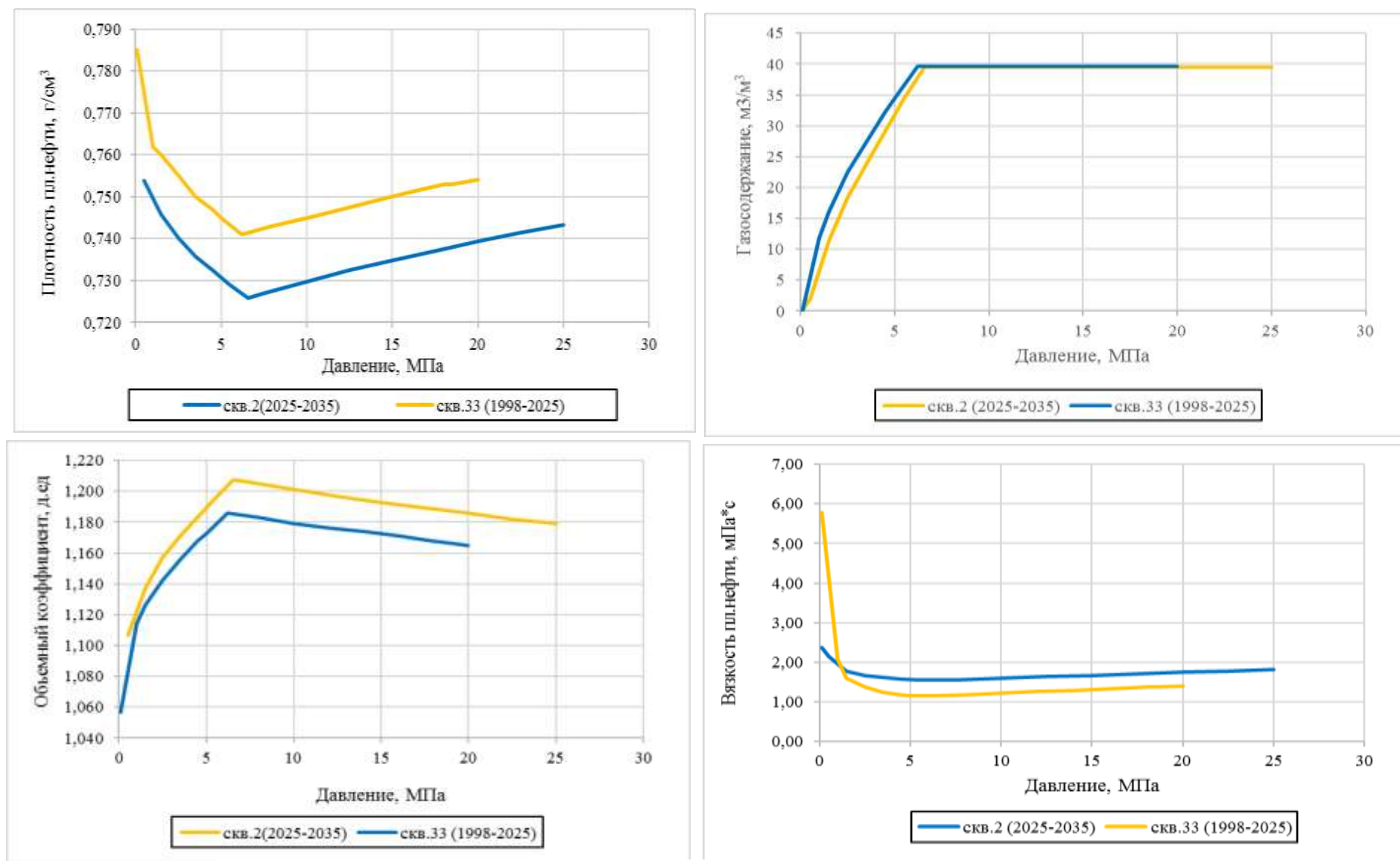


Рис.2.3.5 - Зависимости параметров пластовой нефти по дифференциальному разгазированию

Свойства поверхностной нефти

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 9 пробам по горизонтам Ю-0-1 и Ю-III. Замеренные параметры поверхностной нефти по всем пробам представлены в таблице 2.3.3. Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти.

Содержание серы по горизонту Ю-0-1, определенной по одной пробе составляет 0,14 масс%. По горизонту Ю-III диапазон изменения содержания серы колеблется от 0,09 до 0,24 масс %, в среднем составляя 0,12 масс%. Нефти горизонтов классифицируются как малосернистый, и относятся к первому классу.

Тип нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту Ю-0-1 составляет 0,848 г/см³. По горизонту Ю-III плотность нефти изменяется в пределах 0,827-0,836 г/см³, в среднем составляя 0,832 г/см³. Нефть относится к типу «1» и классифицируется как легкая.

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По имеющимся анализам, нефть охватывает группы 1 и 2.

Содержание парафина по горизонту Ю-0-1 составляет 5,06 масс%, а по горизонту Ю-III в среднем равняется 5,72 масс%. Нефть относится к категории парафинистой.

В целом по КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД) удовлетворяющие стандарту нефти месторождения Акшабулак Восточный обозначаются как 1.1.1,2.

Состав и свойства нефтерастворенного газа

Состав и свойства растворенного газа исследованы на основе 12 проб. Из них по одной пробе исследованы по горизонтам Ю-0-1 и Ю-II, остальные 10 проб по горизонту Ю-III.

По пробе из горизонта Ю-0-1, растворенный газ классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотный. Содержание метана составляет 47,06 моль%. Концентрация не углеводородных компонентов составляют: углекислый газ-0,05 моль%, азот-1,12 моль%. Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 1,121.

По горизонту Ю-II, растворенный газ также классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотный. Содержание метана составляет 32,06 моль%. Концентрация не углеводородных компонентов составляют: углекислый газ-0,13 моль%, азот-3,99 моль%. Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 1,279.

Состав и свойства растворенного газа **горизонта Ю-III** исследованы по 10 пробам. По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ продуктивных горизонтов классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотный. Среднее содержание метана составляет 46,00 моль%. Концентрация этана и пропана изменяется в пределах 13,05-15,66 моль% и 19,11-21,18 моль% соответственно. Неуглеводородная фракция представлена из углекислого (0,24 моль%) и азота (3,10 моль%). Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху - 1,120. Состав и свойства растворенного газа, а также средние значения представлены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.3 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№№ п/п	Скважина	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	Хлористых солей, мг/дм ³	Содержание, % массовые							Температура, °С				Вязкость кинематическая, мм ² /с		Выход фракций, % об.до температуры, оС					Исполнитель
						механические примеси	асфальтенов	смола синтетическая	парафина	серы общей	кокса	воды	застывания	плавления парафина	вспышки	начала кипения	20 °С	50 °С	100	150	200	250	300	
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
Горизонт Ю-0-1																								
1	39	13.11.19	1806-1810	0,848	36,52	0,0076	0,95	10,35	5,06	0,14	1,4	0,03	24	55,8	-10	100		9,3		5	10	15	22	ТОО "КМГ Инжиниринг"
Горизонт Ю-III																								
2	2	06-31.10.89	2025-2035	0,814			1,34	4,9	10,8	0,09	-	-	19	-	-	49	15,4	-	9	16	25	36	46	Тогус, ОМП
3	2	06-31.10.89	2025-2035	0,832			0,60	12,5	16,6	0,24	-	-	19	-	-	75	-	-	3	14	20	37	-	Тогус, ОМП
4	2	20.12.00	2025-2035	0,832			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	PENCOR
5	2	12.11.19	2024-2028	0,836	57,8	0,007	0,6	9,6	4,4	0,03	1,38	0,06	21	55,8	-8	140	33,3	5,8		1	6	11	19	ТОО "КМГ Инжиниринг"
6	33	21.06.04	1998-2025	0,827			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	PENCOR
7	39	30.06.10	2028,5-2033	0,834			0,47	13,3	8,08	0,12	-	отс.	-1,0	-	-	95	27,4	-	-	13	21	26	41	КМГ
8	42	17.06.13	2015-2020	0,834	30,5	0,001	отс.	10,9	7,12	0,12	1,17	сл.	12	56	ни-же -7	70	15,6	5,3	3	10	18	24	35	КМГ
9	43	06.07.14	1992-2006	0,830	243	0,005	отс.	8,7	3,26	0,11	1,03	0,18	18	56	ни-же -7	60	19,6	4,7	4	10	20	25	33	КМГ
Среднее по горизонту Ю-III				0,832	110,6	0,004	0,557	11,0	5,72	0,12	1,19	0,120	13,8	55,9	-8,0	88,0	24,0	5,3	3,3	9,6	17,0	24,6	32,0	

некорректные значения параметра

новые пробы

КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД)												
Класс	Сера, мас.%			Тип	Плотность, кг/м ³			Группа	Хлорис. соли, г/дм ³		Вода, % мас.	
	от	до			от	до			от	до	от	до
1	0,00	0,60	малосернистые	0,0	<	830,0	особо легкие	1	<	100	< 0,5	
2	0,61	1,80	сернистые	1	830,1	850,0	легкие	2	100	300		
3	1,81	3,50	высокосернистые	2	850,1	870	средние	3	300	900	0,5	1,0
4	3,51	>	особо высокосернистые	3	870,1	895	тяжелые	Мех.примеси не > 0.05 мас.%				
				4	895,1	>	битуминоз.					

Таблица 2.3.4 - Состав газа однократного разгазирования

№№ п/п	Скважина	Интервал опробования,м	Дата отбора	Место отбора	Содержание, % мол.											Плотность, г/л	Относительная плотность газа по воздуху	Исполнитель
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H _{14+ В}	H ₂ S	CO ₂	N ₂	O ₂			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18		19
Горизонт Ю-0-1																		
1	39	13.11.19	1806-1810	глуб.	47,06	14,588	20,99	7,89	3,22	4,34	0,75		0,05	1,12		1,350	1,121	КМГ
Горизонт Ю-II																		
2	34	1918-1928	19.06.05	глуб.	32,06	13,25	28,2	11,25	4,13	5,1	1,89	0	0,13	3,99	-	1,541	1,279	PENCOR
Горизонт Ю-III																		
3	2*	2025-2035	06-31.10.89	устье	57,04	16,32	14,38	4,11	1,55	4,11	1,58	0,36	0,03	1,86	1,17	1,226	1,018	Торгс, ОМП
4	2	2025-2035	20.12.00	глуб.	48,10	13,35	19,48	7,67	2,95	3,39	1,00	0,00	0,18	3,88	-	1,290	1,071	PENCOR
5	33	1998-2025	21.06.04	глуб.	46,35	15,66	21,18	7,21	2,84	2,42	0,58	0,00	0,26	3,50	-	1,296	1,076	PENCOR
6	39	2028,5-2033	30.06.10	глуб.	34,67	14,99	23,71	10,53	3,74	5,68	2,69		0,48	3,51		1,537	1,276	ТОО НИИ Каспиймунайгаз
7					42,93	12,48	18,75	9,04	3,09	5,53	2,97		0,52	4,69		1,433	1,190	
8	42	2015-2020	17.06.14	глуб.	46,43	13,05	19,11	8,91	3,09	4,91	1,86	0,00	0,23	2,42	-	1,368	1,136	
9					45,52	13,21	19,50	9,25	3,18	5,17	1,85	0,00	0,24	2,07	-	1,380	1,146	
10	43*	1992-2006	06.07.14	глуб.	39,46	13,96	22,94	10,02	3,69	4,86	1,29	0,00	0,09	3,68	-	1,437	1,193	
11					36,46	14,11	23,93	11,04	3,96	5,88	1,82	0,00	0,05	2,75	-	1,510	1,254	
12	2	2024-2028	12.11.19	глуб.	46,66	13,99	21,29	8,39	3,31	3,70	0,58	0,00	0,03	2,05		1,327	1,102	ТОО «КМГ Инжиниринг»
Среднее по горизонту Ю-IIIп					46,00	13,62	19,89	8,41	3,08	4,19	1,47	0,00	0,24	3,10		1,349	1,120	

*- отбракованный образец

отбракованный состав газа

Параметры пластовой нефти для пересчета запасов по горизонтам принимаются по результатам стандартной сепарации (табл.2.3.5). Значения начальных термобарических условий горизонтов рассчитаны по зависимостям на абсолютную отметку середины продуктивного пласта.

Таблица 2.3.5 – Принятые в ПЗ 2022г. параметры пластовой и сепарированной нефти

Показатели	Ед. изм.	Горизонт		
		Ю-0-1	Ю-П	Ю-Ш
Пластовое давление	МПа	17,6	19,0	20,3
Пластовая температура	°С	71,8	77,0	81,0
Давление насыщения (Ps)	МПа	5,22	3,88	5,80
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0,762	0,771	0,743
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,68	2,05	1,55
Стандартная сепарация				
Газосодержание	м ³ /м ³	49,5	31,0	52,4
	м ³ /т	59,3	37,2	62,9
Объемный коэффициент	д.е	1,175	1,144	1,209
Пересчетный коэффициент	д.е	0,851	0,874	0,827
Плотность поверхностной нефти	г/м ³	0,836	0,834	0,832
Плотность газа	кг/м ³	1,350	1,541	1,349
Содержание компонентов в газовой фазе				
C ₂	г/м ³	182,5	165,7	170,4
C ₃	г/м ³	385,0	517,2	364,8
ΣC ₄	г/м ³	268,4	371,9	277,8
Содержание в сепарированной поверхностной нефти				
Сера	% масс.	0,14	0,12	0,12
Парафины	% масс.	5,06	5,72	5,72

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

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

Специальные эксперименты на керне выполнены в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» на образцах керна скважины №42, в лаборатории АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» – на образцах керна скважины №70 (таблица 2.4.1).

Таблица 2.4.1 - Виды специальных исследований, проведенных на керне

Виды исследования	Количество	
	Скв. №42	Скв. №70
ОФП методом центрифугирования, образец	1	-
ОФП методом заводнения, образец	2	3
Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, образец	1	3
Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности, образец	1	5
Капиллярное давление центрифугированием в системе нефть-вода, образец	1	-
Кривые капиллярного давления методом нагнетания ртути, образец	8	-
Смачиваемость, образец	1	-

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности.

Капилляриметрические исследования проводились на оборудовании PLS-200 методом вытеснения пластовой воды воздухом на 5 образцах из отложений Ю-0-1 скважины №70, на 1 образце из Ю-IIIп скважины №42.

По образцам из Ю-0-1, которые имеют пористость от 24 до 29% и проницаемость от 1700 до 5400 мД, получена остаточная водонасыщенность с интервалом изменения 0,251-0,378 доли ед. и средним значением 0,311 доли ед. На рисунке 2.4.1 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности.

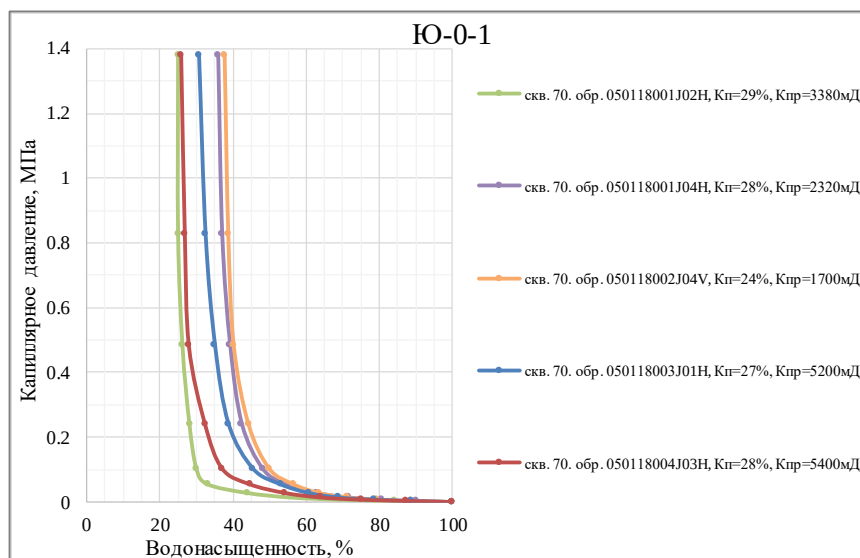


Рис. 2.4.1 - Кривые капиллярного давления

Капиллярное давление методом нагнетания ртути определялось на 8 образцах скважины №42 горизонта Ю-IIIп с фильтрационно-емкостными свойствами, которые показаны в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Характеристика образцов, исследованных методом ртутной порометрии (скв. №42)

№ образц а	Глубина отбора образца, м	Проницаемость для газа, 10^{-3} мкм ²		Пористость, доли ед.		Плотность зерен, г/см ³	
		станд. обр.	по ртути	станд. обр.	по ртути	станд. обр.	по ртути
A1	2021,36	2886	999	0,277	0,248	2,64	2,62
A2х	2021,93	-	1405	-	0,230	-	2,65
A3	2021,98	2785	885	0,276	0,245	2,64	2,63
A5	2022,45	6837	1198	0,293	0,229	2,63	2,63
A5х	2022,57	-	831	-	0,210	-	2,66
A6s	2023,65	-	519	-	0,186	-	2,62
A7х	2023,93	-	524	-	0,190	-	2,66
A7	2023,96	8431	1458	0,298	0,196	2,63	2,63

При нагнетании ртути определялась остаточная водонасыщенность, объем оставшейся ртути в образце определялся при самоизливе ртути при постепенном понижении давления.

Для построения кривых капиллярного давления из-за отличия смачивающих свойств ртути от свойств реальных систем вводились поправки в значения поверхностного

натяжения, угла контакта и плотности. По полученным кривым капиллярного давления средняя остаточная водонасыщенность – 8,2% (5÷13,1%) (рис. 2.4.2).

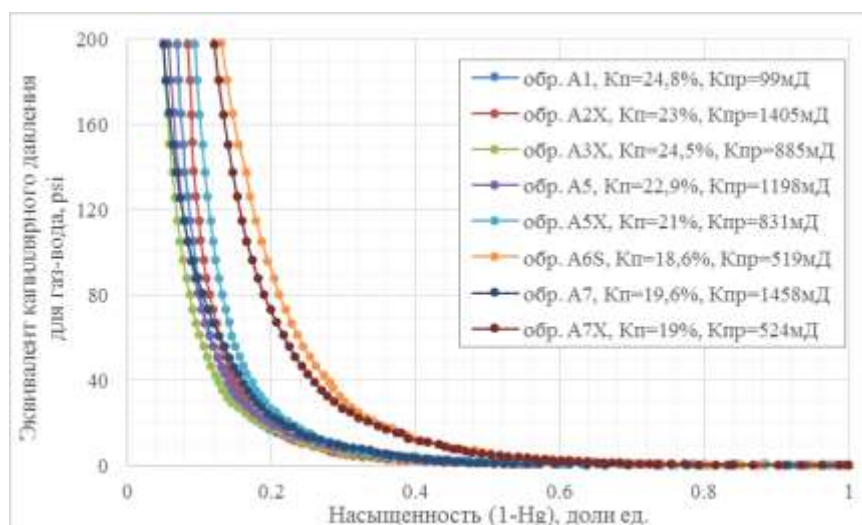


Рис. 2.4.2 - Профили водонасыщенности при различной пористости (ртутная порометрия)

По результатам исследования методом ртутной порометрии образцов керна из скважины №42, с целью изучения неоднородности *строения пустотного пространства пород*, рассмотрено распределение нормализованного порового объема по радиусу “пережимов” ($r_{пор}$).

Экспериментальное определение размеров пор основано на нагнетании ртути в вакуумированный образец. На каждом режиме после стабилизации системы фиксировался объем ртути, вошедший в образец. Распределение пор по размерам получено, исходя из того, что при каждом значении давления нагнетания ртутью могут быть заполнены пустоты, определенного радиуса.

По результатам исследования были получены кривые распределения пор по размерам в зависимости от уровня насыщенности, которые указывают на их большой диапазон – от 0,002 до 60,54 микронов. В породах-коллекторах горизонта Ю-Шп преобладают макропоры (рис. 2.4.3).

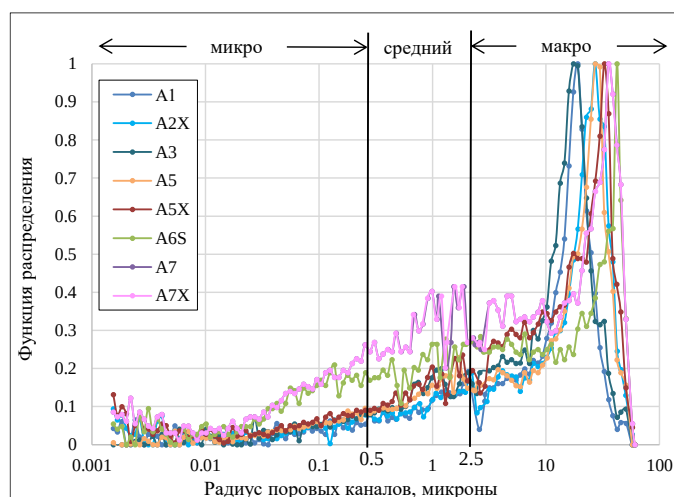


Рис. 2.4.3 - Кривые распределения размера пор (скв. №42)

Определение относительной фазовой проницаемости. Данный эксперимент проведен на одном образце керна скважины №42 с пористостью 22,9%, проницаемостью 2631 мД.

Полученные результаты приведены в таблице 2.4.3, кривая относительной проницаемости по нефти – на рисунке 2.4.4.

Таблица 2.4.3 - Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе вода-нефть (скв. 42)

№ Обр.	Глубина, м	Горизонт	Проницаемость по газу, мД	Проницаемость по воде, мД	Пористость, %	Эффективная проницаемость по воде при $S_{ог}$, мД	Эффективная проницаемость по нефти при S_{wi} , мД	Остаточная водонасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения нефти, %
A4	2021,98	Ю-IIIп	2631	1200	22,9	744	940	17,7	12,8	84,4

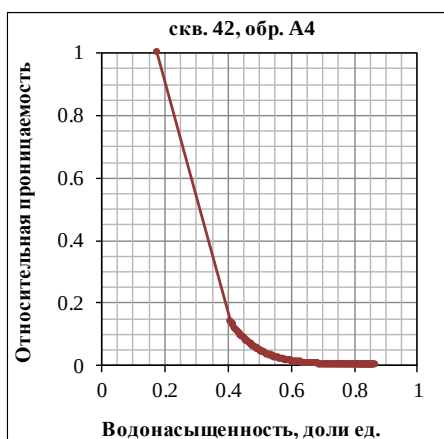


Рис. 2.4.4 - Кривая относительной проницаемости нефти

Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Эксперимент проводился на 3 образцах керна горизонта Ю-0-1 скважины №70.

Пористость образцов меняется от 19,5% до 26,38%, в среднем составляет 24,07%. Проницаемость меняется в интервале 604,6-2390 мД, в среднем составляет 1694,87 мД. По замерам остаточная водонасыщенность меняется от 35 до 48%, среднее значение равно 43,3%. Коэффициент вытеснения нефти водой меняется от 58 до 65% равна 62%.

Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.4

Таблица 2.4.4 - Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть (скв. 70)

Номер образца	Глубина, м	Горизонт	Данные по керну		Результаты эксперимента					
			Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Остаточная водонасыщенность S_{wi} , доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность $S_{ог}$, доли ед.	Относительная проницаемость по воде при $S_{ог}$, доли ед.	Относительная проницаемость по нефти при S_{wi} , доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	
050118001J03H	1796,7	Ю-0-1	19,5	604,6	0,47	0,22	0,358	1	0,58	
050118002J03H	1797,4	Ю-0-1	26,38	2090	0,48	0,18	0,444	1	0,65	
050118003J04H	1798,74	Ю-0-1	26,32	2390	0,35	0,25	0,261	1	0,62	

Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.5.

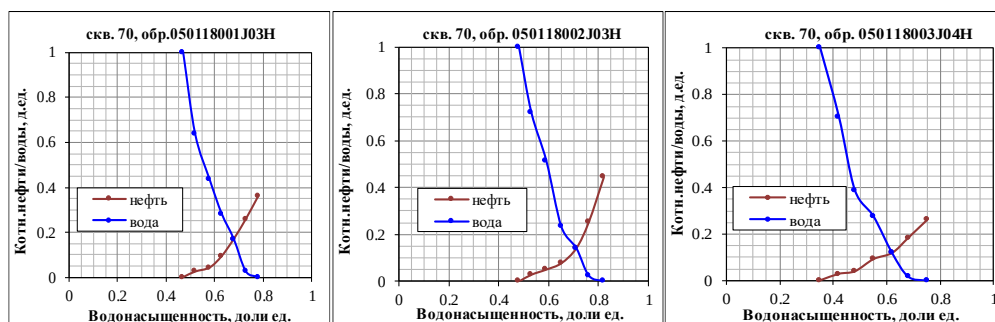


Рис. 2.4.5 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. 70)

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

Определение коэффициента вытеснения нефти водой было выполнено на 4 образцах керна юрских отложений скважин №№42, 70. В таблице 2.4.5 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Таблица 2.4.5 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Номер скважины	Номер образца	Глубина, м	Горизонт	Данные по керну		Результаты эксперимента		
				Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Остаточная водонасыщенность, S_{wir} , доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, $S_{ог}$, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.
42	A4	2021,98	Ю-IIIп	22,9	2725	-	-	0,85
70	050118002J01Н	1797,08	Ю-0-1	28,36	3950	0,33	0,205	0,694
70	050118003J03Н	1798,57	Ю-0-1	27,31	2190	0,339	0,22	0,667
70	050118004J05Н	1799,9	Ю-0-1	26,31	3150	0,341	0,229	0,653

По результатам анализа коэффициент вытеснения нефти водой для *горизонта Ю-0-1* варьируется в пределах от 65,3 до 69,4%, составляя в среднем 67,1%. Коэффициент вытеснения нефти водой для *горизонта Ю-IIIп* составляет 85%.

Анализ смачиваемости. Эксперимент определён на образце A1 с глубины 2021,36 м скважины №42 (табл. 2.4.6).

Таблица 2.4.6 - Результаты анализа смачиваемости методом центрифугирования

№ скв.	Номер образца	Глубина отбора, м	Горизонт	Проницаемость, мД		Пористость, доли ед.	Плотность зерен, г/см ³	Смачиваемость	
				по газу	Клинкенберг			индекс	тип
42	A1	2021,36	Ю-IIIп	2886	2788	0,237	2,64	0,238	гидрофильный

В результате проведения исследования было установлено, что данный образец согласно Амотту-Харвей по типу смачиваемости относится к гидрофильной группе.

В таблице 2.4.7 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.7 – Характеристики вытеснения нефти рабочим реагентом по зонам продуктивного пласта

Горизонт	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} 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
Ю-0-1	ЧНЗ	Количество определений	6	6	6	6	6	3	3
		Среднее значение	861,10	0,385	0,615	0,217	0,644	0,354	1
		Интервал изменения	26,31-2390	0,330-0,480	0,520-0,670	0,180-0,250	0,580-0,694	0,261-0,444	-
Ю-IIIп	ЧНЗ	Количество определений	1	1	1	1	1	-	1
		Среднее значение	2631	0,177	0,823	0,128	0,844	-	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-

Средние значения остаточной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности равны: по горизонту Ю-0-1 – 0,385 и 0,217 доли ед.; по горизонту Ю-IIIп – 0,177 и 0,128 доли ед. Значение коэффициента вытеснения нефти для горизонта Ю-0-1 составило 0,644 доли ед., для горизонта Ю-III – 0,844 доли ед.

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

Нефтеносность месторождения установлена в 1989г, когда при бурении скважины №2, из верхнеюрских отложений был получен приток нефти

На основе бурения оценочной скважины №70 в 2022г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен и утвержден (Протокол №2449-22-У от 23.08.2022) отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Восточный.

Подсчет запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом в следующих количествах и категориях

В целом по месторождению:

Нефть:

$B+C_1$ – 3284 тыс.т геологические, в том числе – 1469 тыс.т извлекаемые;

C_2 – 25 тыс.т геологические, в том числе – 8 тыс.т извлекаемые;

растворенного газа:

$B+C_1$ – 200 млн. м³ геологические, в том числе – 2 млн. м³ извлекаемые;

C_2 – 93 млн. м³ геологические;

Ниже в таблице 2.5.1 приведены последние утвержденные запасы.

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

Горизонт	Тип отложения	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти в пог ^{рх} н.усл, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти. тыс. т	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти. тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м ³
							пористости	нефте-насыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-0-1	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"															
	ЧНЗ		C ₁	325	1,1	349	0,27	0,60	0,851	0,836	40	0,600	24	59,3	2	2
	ВНЗ		C ₁	188	1,2	221	0,27	0,60	0,851	0,836	26	0,600	16	59,3	2	2
	Итого		C ₁	513	1,1	571					66		40		4	4
Ю-II	русл ^{ов} ый	ВНЗ	B	128	3,4	437	0,28	0,68	0,874	0,834	61	0,400	24	37,2	2	1
	нерусл ^{ов} ый	ВНЗ	B	426	1,8	782	0,28	0,68	0,874	0,834	109	0,300	33	37,2	4	2
	Итого		B	554	2,2	1219					170		57		6	3
Ю-IIIк-т	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"															
	ЧНЗ		B	384	1	438	0,19	0,60	0,830	0,832	34	0,324	11	62,9	2	1
	ЧНЗ		C ₁	2268	1,3	3051	0,19	0,60	0,830	0,832	240	0,311	75	62,9	15	5
	ВНЗ		C ₁	2	1	2	0,19	0,60	0,830	0,832	0,2	0,250	0,04	62,9	0,01	0
	Всего		B	384		438					34		11		2	1
			C ₁	2270		3053					240,2		75,04		15,01	5
			B+C ₁	2654		3491					274,2		86,04		17,01	6
	За пределами контрактной территории															
	ЧНЗ		B	22	2	44	0,19	0,60	0,830	0,832	3	0,333	1	62,9	0,19	0,1
	ЧНЗ		C ₁	321	1	321	0,19	0,60	0,830	0,832	25	0,320	8	62,9	2	1
	ВНЗ		C ₁	81	1	81	0,19	0,60	0,830	0,832	6	0,333	2	62,9	0,38	0,13
	Всего		B	22		44					3		1		0,19	0,06
			C ₁	403		403					31		10		2,38	1,13
			B+C ₁	425		447					34		11		2,57	1,19
	Итого		B	406		483					37		12		2,19	1,06
			C ₁	2673		3456					271		85,04		17,39	6,13
			B+C ₁	3079		3938					308		97		19,58	7,19
Ю-IIIп	В пределах контрактной территории ТОО "СП "Казгермунай"															
	ЧНЗ		B	3769	2,4	9209	0,26	0,80	0,830	0,832	1323	0,627	830	62,9	83	52
	ВНЗ		B	776	1,5	1138	0,26	0,80	0,830	0,832	163	0,610	99	62,9	10	6
	Всего		B	4545		10346					1486		929		93	58
	За пределами контрактной территории															
	ВНЗ		B	327	1,2	385	0,26	0,80	0,830	0,832	55	0,558	31	62,9	3	2
	Итого		B	4872	2,2	10732					1541		960		96	60
Всего по Ю-III в пределах контр. террит. ТОО "СП "Казгермунай"			B	4929		10784					1520		940		95	59
			C ₁	2270		3053					240,15		75,04		15,01	5
			B+C ₁	7199		13837					1760,15		1015,04		110,01	64
Всего по Ю-III за пределами контр. террит.			B	349		430					58		32		3,19	2,06
			C ₁	403		403					31		10		2,38	1,13

Продолжение таблицы 2.5.1.

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		$B+C_1$	751		832					89		42		5,57	3,19
Всего по Ю-III		B	5278		11214					1578		972		98,19	61,06
		C_1	2673		3456					271,15		85,04		17,39	6,13
		$B+C_1$	7951		14670					1849,15		1057,04		115,58	67,19
В пределах контрактной территории ТОО "Саутс Ойл"															
Ю-IIIк-г	ЧНЗ	B	373	3,8	1419	0,19	0,60	0,830	0,832	112	0,240	27	62,9	7	2
	ЧНЗ	C_1	1734	3,3	5652	0,19	0,60	0,830	0,832	445	0,240	107	62,9	28	7
	ВНЗ	C_1	418	1	610	0,19	0,60	0,830	0,832	48	0,200	10	62,9	3	1
	Итого	B	373		1419					112		27		7	2
		C_1	2151		6262					493		117		31	8
		$B+C_1$	2524		7681					605		144		38	10
Ю-IIIп	ЧНЗ	B	792	3,6	2885	0,26	0,80	0,830	0,832	414	0,430	178	62,9	26	11
	ВНЗ	B	677	2,3	1530	0,26	0,80	0,830	0,832	220	0,410	90	62,9	14	6
	Итого	B	1469		4414					634		268		40	17
Всего по Ю-III в пределах контр. террит. ТОО "Саутс Ойл"		B	1841		5833					746		295		47	19
		C_1	2151		6262					493		117		31	8
		$B+C_1$	3993		12095					1239		412		78	27
В целом по месторождению															
Ю-0-1	Итого	C_1	513		571					66		40		4	4
Ю-II	Итого	B	553,8		1219					170		57		6	3
Ю-IIIк-г	Итого	B	778,8		1901					149		39		9,19	3,06
		C_1	4824		9718					764,15		202,04		48,39	14,13
		$B+C_1$	5602,6		11619					913,15		241,04		57,58	17,19
Ю-IIIп	Итого	B	6340,6		15146					2175		1228		136	77
Итого по месторождению в пределах контр. терр. ТОО "СП"Казгермунай"		B	5483		12003					1690		997		101	62
		C_1	2783		3624					306,15		115,04		19,01	9
		$B+C_1$	8266		15627					1996,15		1112,04		120,01	71
Итого по месторождению за пределами контр. терр.		B	349		430					58		32		3,19	2,06
		C_1	403		403					31		10		2,38	1,13
		$B+C_1$	751		832					89		42		5,57	3,19
Итого по месторождению в пределах контр. терр. ТОО "Саутс Ойл"		B	1841		5833					746		295		47	19
		C_1	2151		6262					493		117		31	8
		$B+C_1$	3993		12095					1239		412		78	27
В целом по месторождению		B			18266					2494		1324		151,19	83,06
		C_1			10289					830,15		242,04		52,39	18,13
		$B+C_1$			28555					3324,15		1566,04		203,58	101,19

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

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

В разрезе месторождения продуктивными являются юрские горизонты. Действующим проектом в общей сложности были выделены 2 основных эксплуатационных объекта и один возвратный объект:

- **I объект** – горизонт Ю-III (карбонат-терригенные пласты - Ю-III-к/т и песчаные пласты - Ю-III-п);
- **II объект** – горизонт Ю-II;
- **Возвратный объект** – горизонт Ю-0-1.

С целью уточнения данных о гидродинамических свойствах и энергетическом состоянии разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования, на месторождении в течение всего периода разработки проводились комплекс как сложных ГДИС (КВУ, КВД, КПД, КПУ, МУО), так и простых ГДИС (прямых замеров давлений манометром), а также замеров статического, динамического уровней с пересчетом их на пластовые и забойные давления. По результатам проведенных исследований были перерассчитаны средние значения гидродинамических параметров по объектам. Динамика и значения текущего пластового, забойного давлений рассчитаны также по результатам ГДИС и замеров уровней жидкости с приведением их значений на одну глубину ВНК. За уровень ВНК I объекта принималась абсолютная отметка минус 1935,4м, II объекта – минус 1818,4м, возвратного объекта – минус 1690,1м. По полученным значениям построены динамика энергетического состояния и карты изобар объектов, где отражены текущие пластовые давления скважин объекта, охваченных исследованиями.

Всего за весь период разработки на месторождении проведено 10 исследований КВД, 39 исследований КВУ, 1 исследование КПД, 5 исследований КПУ и 11 исследований МУО (табл. 3.1.1).

Таблица 3.1.1 Количество проведенных ГДИС с начала разработки

Объект	Всего	Вид исследования				
		КВД	КВУ	КПД	КПУ	МУО
I объект	55	9	31	1	4	10
II объект	7	1	4	-	1	1
Возвратный объект	4	-	4	-	-	-
По месторождению в целом	66	10	39	1	5	11

Отмечается, что на дату составления действующего проекта были отбракованы 4 исследования по скважине №39 (1 исследование КПД за 2010г и 3 исследования КВУ за

2013-2014гг), проведенные в период эксплуатации скважины на I объекте, как непредставительные по причине некорректных завышенных значений проницаемости (от 6654,5 до 9456,7 мкм² * 10⁻³), не согласующихся с другими исследованиями по конкретно данной или соседним скважинам. В рамках настоящего проекта данные исследования также не принимались в учет, так как в отчетах исследования отмечалось, что давление в скважине не довосстановилось, а данные исследований КВУ, проведенных позже с 2013 по 2014гг вызывали сомнение, предположительно неправильно были отбиты уровни жидкости, тогда как КВД и МУО более точно отображает свойства пласта. Также в действующем проекте было отбраковано 1 исследование (МУО) по скважине №33 (за 2010г) по причине расхождения данных проницаемости (2286,6 мкм² * 10⁻³) с результатами других исследований по скважине. Так с 2007 по 2009г было проведено 10 исследований (4 КВД и 6 МУО), с 2013 по 2015г были проведены 4 исследования (3 КВУ и 1 КПУ), и ни в одном показатель проницаемости 2286,6 мкм²*10⁻³ не подтвердилось. Однако, при повторных исследованиях КВУ (после даты составления проектного документа) по скважине от 01-04.05.2017г, 20.05.2018г, 17.09.2018г, 12-14.03.2020г данные проницаемости подтвердились (получены значения проницаемости от 3014,2 до 3015,6 мкм²*10⁻³) и в рамках настоящего проекта все данные результаты учтены при пересчете гидродинамических свойств I объекта.

Параметры гидродинамических свойств объектов по результатам исследований с текущими значениями представлены в таблице 3.1.4.

I объект

Разработка объекта ведется двумя недропользователями, по фонду «Саутс ойл» скважины исследованиями не охвачены. За последние 5 лет проведены 10 исследований КВУ по фонду скважин «КГМ» (№№2, 33, 40, 42). Из них скважины №2 и 42 ранее не были охвачены исследованиями, по скважине №33 показатели проницаемости подтвердились с ранее полученными (как отмечено выше), но неучтенными в проектном документе значениями (3014,2 мкм² * 10⁻³), по скважине №40 отмечается снижение проницаемости более, чем в 2 раза (с 37,9 мкм² * 10⁻³ по последнему замеру от 2016г до 15,7 мкм² * 10⁻³).

Всего с начала разработки по объекту проведены 55 ГДИС, в том числе 9 КВД, 31 КВУ, 1 КПД, 4 КПУ, 10 МУО.

По результатам 42 проведенных исследований по 7 скважинам проницаемость по скважинам объекта изменяется в интервале от 0,6 по скважине №43 до 3014,2 мкм² * 10⁻³ по скважине №33, среднее значение по объекту составляет 385,6 мкм² * 10⁻³. Гидропроводность изменяется от 0,000006 мкм² * м/(мПа*с) по скважине №43 до 0,005

мкм² *м/(мПа*с) по скважине №33, среднее значение составляет 0,0017 мкм² *м/(мПа*с). Сравнительно большей продуктивностью по жидкости характеризуется скважина №2 (77,3 м³/(сут*МПа)), расположенная в северо-западной части месторождения. Скважина №43, расположенная в южной части контрактной территории вблизи к разлому и внутреннему контуру нефтеносности, характеризуется сравнительно низкой продуктивностью (0,03 м³/(сут*МПа)). Низкие значения пьезопроводности в среднем 4,04 м²/с показывают на вероятно слабое перераспределение давления между скважинами, расстояние которых составляет в среднем 650м.

На карте изобар (в графических приложениях) представлены значения давлений по скважинам по результатам последних проведенных исследований ГДИС. Так, по скважине №2 по результатам КВУ от 24.01.2022г пластовое давление на уровне ВНК составило 18,9 МПа, что на уровне предыдущего замера от 2021 г. (18,8 МПа). По скважине №33 по итогам КВУ от 12.05.2020г пластовое давление составило 18,4 МПа, что также превышает значение прежнего определенного по КВУ от 12.03.2020г значения 15,4 МПа. По скважине №40 по КВУ от 17.03.2020г пластовое давление составило 15,6 МПа, что незначительно ниже прежнего определенного по КВУ от 01.11.2017г значения 16,9 МПа. По скважине №42 по результатам КВУ от 02.04.2020г пластовое давление составило 15,1 МПа, что на уровне прежнего определенного по КПУ от 01.04.2019г значения 15,0 МПа. Таким образом отмечается, что сложными ГДИС охвачены все действующие добывающие скважины за рассматриваемый период, по их итогам наблюдается незначительное снижение давления по 2 скважинам, по остальным 2 скважинам полученные значения выше ранее принятых. Ниже на рисунке 3.1.1 представлена динамика пластовых и забойных давлений I объекта, где отмечается незначительное падение давлений с последующим за ним стабилизацией и повторным падением в период реализации действующего проекта. Текущее среднее пластовое давление в целом по объекту составило 16,3 МПа при принятом давлении насыщения 5,8 МПа. Критического снижения пластового давления по объекту не наблюдается, т.к. объект разрабатывается при условиях упруго-водонапорного режима. Небольшое снижение пластового давления обусловлены естественными причинами разработки залежей.

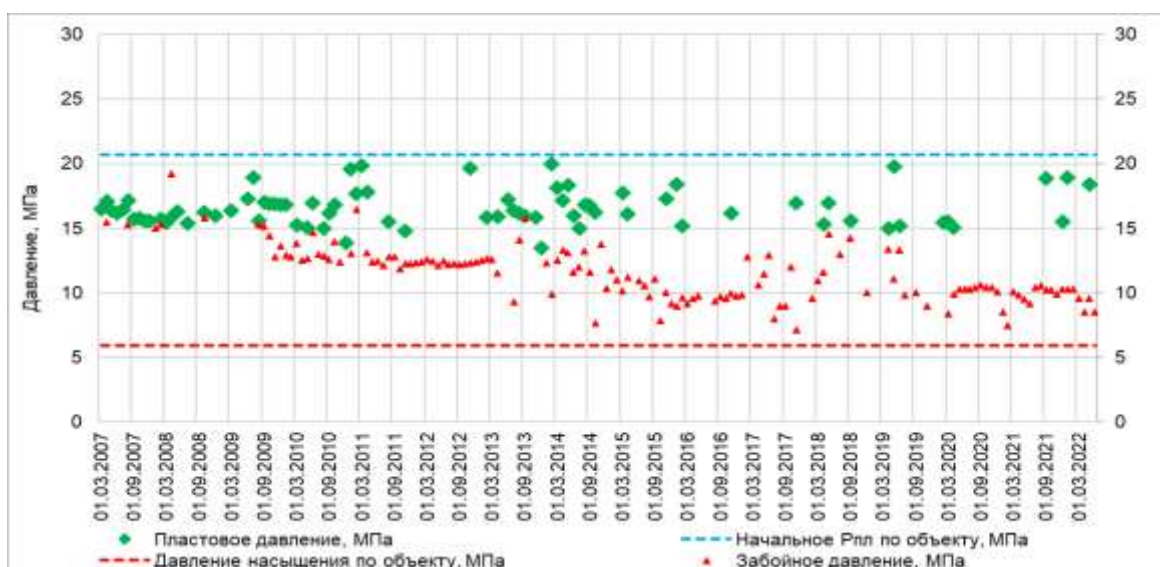


Рис. 3.1.1 - Динамика пластового давления по I объекту

II объект

Как было отмечено ранее объект разрабатывается единичной скважиной №34, по которой с начала разработки всего проведено 7 ГДИС, из них 1 исследование КВД, 4 КВУ, 1 МУО, 1 КПУ. За рассматриваемый период (5 лет) были проведены 2 исследования КВУ и 1 исследование КПУ, результаты которых заметно отличаются от ранних значений и подтверждают друг друга (снижение проницаемости от $286,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ по исследованию от 2015г до $4,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ по исследованию от 2018г и от $11,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ по исследованию от 2020г до $2,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ по исследованию от 2022г). По результатам исследований, проведенных в апреле 2018г, проницаемость в районе данной скважины составляло $4,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при гидропроводности $0,000027 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, продуктивность – $0,0112 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, по результатам исследований, проведенных в феврале 2020г, проницаемость в районе данной скважины составляло $11,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при гидропроводности $0,0000705 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, продуктивность – $0,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ при том, что по последнему проведенному исследованию КВУ до проектного документа от октября 2015г значение проницаемости в районе скважины составляла $286,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, гидропроводность – $0,0014 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, продуктивность – $1,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. По результатам последнего проведенного исследования методом КВУ - 2022г проницаемость составила $2,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при продуктивности $3,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

С учетом пересчета гидродинамических параметров по 7 исследованиям скважины №34 текущее среднее значение проницаемости составило $189,1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, значение средней удельной продуктивности составило $0,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что выше ранее принятого в проекте значения проницаемости $162,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при средней удельной продуктивности $1,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Согласно новому исследованию КПУ от 03.03.2022г текущее пластовое давление на уровне ВНК по скважине (объекту) составило 18,1 МПа, что немного ниже значения полученного по ранее проведенному исследованию методом КПУ от 24.02.2020г -18,8 МПа. При высокой выработке запасов данного объекта составляющий около 90%, не наблюдается сильного снижения текущего пластового давления (18,1 МПа) относительно значения начального пластового давления который составляет 19,9 МПа.

Возвратный объект

По данному объекту проведено всего 4 исследования ГДИС методом КВУ, в том числе 1 исследование за отчетный период от 03-07.03.2020г. Как выше отмечалось, на дату составления действующего проекта результаты ранних исследований, проведенных в период 04-05.08.2017г и 26-30.10.2017г не были отражены по причине отсутствия данных вследствие несвоевременной интерпретации отчетов исследований. Данные результаты приняты в учет при выявлении средних значений гидродинамических параметров на дату настоящего проекта. За начальное давление объекта приняты значения, полученные по результатам первого, проведенного ГДИС от 04-05.08.2017г – 18,7 МПа. По результатам более поздних исследований от 26.10.2017г, 11.09.2018г и 07.03.2020г были получены значения пластовых давлений соответственно 18,2 МПа, 17,9 МПа и 17,2 МПа.

Таким образом, резюмируя проведенный анализ исследований отмечается, что качество и количество проведенных ГДИС (КВД, КВУ, КПУ) позволили определить зоны со сравнительно высокими значениями продуктивности, сделать вывод о площадной однородности залежей. В дальнейшем предлагается продолжить проводить ГДИС на установившемся и неуставившемся режимах с периодичностью, указанной в действующем проектом документе. Снижение текущего пластового давления по I объекту (16,3 МПа) составляет от начального (20,7 МПа) 4,4 МПа (-21%) при давлении насыщения 5,8 МПа. По II объекту текущее пластовое давление (18,1 МПа) снизилось от начального (19,9 МПа) на 1,8 МПа (-9%), при давлении насыщения 3,9 МПа. На возвратном объекте текущее пластовое давление (17,2 МПа) также незначительно ниже начального (18,7 МПа) на 1,5 МПа при давлении насыщения 5,2 МПа. Учитывая высокую выработанность запасов месторождения и незначительное снижение пластового давления, можно сделать вывод об активности законтурной воды с западной стороны по скважинам «КГМ» и эффективности системы ППД с восточной части.

В таблице 3.1.2 представлено сопоставление начального и текущего пластового давления по объектам, а также приведено давление насыщения согласно утвержденной флюидальной модели месторождения.

Таблица 3.1.2 - Средние значения начального и текущего пластового давлений по объектам разработки

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	% снижения пластового давления	Давление насыщения, МПа
I	20,7	16,3	21%	5,8
II	19,9	18,1	9%	3,9
Возвратный	18,7	17,2	8%	5,2

Таблица 3.1.3 - Результаты проведенных ГДИС за последние 5 лет

№ скважины	Дата исследования	Горизонт	Вид исследования	Интервалы перфорации	Глубина спуска прибора	Рпл (на уровень ВНК), МПа	Рзаб (на уровень ВНК), МПа	Дебит жидкости, м³/сут	Обводненность, %	Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	Коэффициент гидропроводности, мкм²*м/мПа*с	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм²	Коэффициент пьезопроводности, м²/с
Скважины I объекта														
2	28.02.2020	Ю-IIIк/т	КВУ	2024-2028	2024	15,4	14,0	32,6	72,8	0,3	0,1	0,00117	422,3	1,08
2	05.09.2021	Ю-IIIк/т	КВУ	2024-2028	2024	18,8	14,5	91,8	92,7	75,5	18,9	-	464,4	-
2	24.01.2022	Ю-IIIк/т	КВУ	2024-2028	2024	18,9	14,2	98	93,7	77,3	19,3	-	411,2	-
33	20-21.05.2018	Ю-IIIп	КВУ	1998-2025	1589,6	17,0	14,6	165,5	94,3	6,1	0,2	0,00203	3014,6	11,2
33	17-20.09.2018	Ю-IIIп	КВУ	1998-2025	1589,6	16,7	14,3	162,7	96,1	6,8	0,3	0,00203	3014,6	11,2
33	12-14.03.2020	Ю-IIIп	КВУ	1998-2025	1998	15,4	13,1	205,4	94,1	8,6	0,3	0,00203	3014,2	1,12
40	17-19.03.2020	Ю-IIIп	КВУ	2012-2016	2012	15,6	4,6	40,5	70,0	0,4	0,1	0,0000458	15,7	0,0345
42	02-04.04.2020	Ю-IIIк/т + Ю-IIIп	КВУ	2003-2006; 2014-2016,5	2003	15,1	14,8	65,3	86,6	24,3	8,1	0,00484	1244,1	2,75
70	06.02.2022	Ю-IIIк/т + Ю-IIIп	КВУ	2014,5-2016; 2026.5-2028,5	2014,5	15,5	-	-	9	4,05	0,3	0,00129	160,1	0,249
Скважины II объекта														
34	08-10.04.2018	Ю-II	КВУ	2057-2087; 2094-2096	1492,3	18,8	5,5	7,4	89,7	0,0112	0,0004	0,000027	4,3	1,12
34	24-27.02.2020	Ю-II	КПУ	2057-2087; 2094-2096	2057	18,5	8,2	30,2	85,8	0,3	0,01	0,0000705	11,3	0,0283
34	17.02-03.03.2022	Ю-II	КВУ	2057-2087; 2094-2096	1812	17,5	4,9	-	-	3,07	0,256	-	2,2	-
Скважины возвратного объекта														
39	11-17.09.2018	Ю-0-1	КВУ	1806-1810	1697,9	17,9	3,2	49,9	59,6	0,4	0,1	0,000179	153,1	0,03
39	03-07.03.2020	Ю-0-1	КВУ	1806-1810	1806	17,2	3,5	53,2	73,4	0,4	0,1	0,0000779	66,6	0,157

Таблица 3.1.4 - Результаты ГДИС

Наименование	На 01.07.2022			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Коэффициент продуктивности по нефти, м3/(сут·МПа)	7	42*	0,03-77,3	11,6
Удельная продуктивность, м3·10/м*сут*МПа	7	42*	0,002-19,3	2,2
Гидропроводность, мкм2*м/мПа*с	7	42*	0,000006-0,005	0,00163
Пьезопроводность, м2/с	7	42*	0,001-50,9	3,43
Проницаемость, 10-3 мкм2	7	42*	0,6-3014,2	385,6
II объект				
Коэффициент продуктивности по нефти, м3/(сут*МПа)	1	6	0,3-5,6	2,8
Удельная продуктивность, м3·10/м*сут*МПа	1	6	0,0004-0,6	0,3
Гидропроводность, мкм2*м/мПа*с	1	6	0,00003 - 0,0014	0,001
Пьезопроводность, м2/с	1	6	0,0283-0,527	0,4
Проницаемость, 10-3 мкм2	1	6	2,2-280,9	189,1
Возвратный объект				
Коэффициент продуктивности по нефти, м3/(сут*МПа)	1	4	0,4-3,3	1,4
Удельная продуктивность, м3·10/м*сут*МПа	1	4	0,1-0,8	0,3
Гидропроводность, мкм2*м/мПа*с	1	4	0,001-0,0005	0,0003
Пьезопроводность, м2/с	1	4	0,03-1	0,56
Проницаемость, 10-3 мкм2	1	4	66,6-473	290,1

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Недропользователями месторождения являются ТОО СП «Казгермунай» и ТОО «Саутс Ойл». Месторождение с 2005 по 2006гг прошло этап пробной эксплуатации согласно «Проекту пробной эксплуатации ...» (Протокол ЦКРР РК №22 от 29.04.2003г), с 2006г месторождение вступило в промышленную разработку на основании «Технологической схемы разработки ...» (Протоколом ЦКРР РК №39 от 20.10.2006г).

В 2022г был составлен «Прирост запасов...» (Протокол ГКЗ РК №2449-22-У от 23.08.2022г), основанием для выполнения которого послужило получение новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения оценочной скважины №70, пробуренный согласно рекомендациям программы мероприятий по доразведке проектного документа (ПР-2022г).

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Анализ разработки месторождения Акшабулак Восточный», составленный АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержденный ЦКРР РК в 2025г (Протокол ЦКРР РК №63/7 от 19.06.2025г).

В разрезе месторождения продуктивными являются юрские горизонты. Действующим проектом в общей сложности были выделены 2 основных эксплуатационных объекта и один возвратный объект:

- **I объект** – горизонт Ю-III (карбонат-терригенные пласты - Ю-III-к/т и песчаные пласты - Ю-III-п);
- **II объект** – горизонт Ю-II;
- **Возвратный объект** – горизонт Ю-0-1.

Основные показатели разработки месторождения, в целом по месторождению за рентабельный период (2038г.):

- **Проектный уровень добычи нефти** – 24,0 тыс.т (2025г);
- **Проектный уровень добычи жидкости** – 405,6 тыс.т (2027г);
- **Проектный уровень добычи газа** – 1,152 млн.м³ (2025г);
- **Проектный уровень закачки воды** – 118,0 тыс.м³ (2027г);
- **КИН** – 0,462 доли ед. (2035г).

Разработка месторождения находится на IV стадии, характеризующаяся низкими темпами добычи нефти при увеличении обводненности продукции и выбытии добывающих скважин из эксплуатации. Текущее состояние разработки месторождения представлено по состоянию на 01.01.2026г.

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

С начала разработки месторождения пробуренный фонд скважин составил 25 ед., из них на территории «КГМ» – 9 ед., на территории «СО» – 16 ед.

На 01.01.2025г эксплуатационный фонд скважин выглядит следующим образом:

- в фонде добывающих скважин – 10 ед. (6 ед. «КГМ», 4 ед. «СО»), все скважины действующие;
- в фонде нагнетательных скважин – 2 ед. (№№1К и 9К на территории «СО»), все скважины действующие;
- в консервации – 1 скважина (№№43 на территории «КГМ»);
- в наблюдательном фонде – 5 ед. (2 ед. «КГМ», 3 ед. «СО»);
- в фонде водозаборных скважин – 1 ед. (№2655 на территории «СО»);
- в фонде ликвидированных скважин (по геологическим причинам) – 6 ед., расположенные на территории «СО».

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026г представлена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин месторождения на 01.01.2026г

Фонд скважин	Категория	Объекты					В целом
		КГМ				СО	
		I	II	возв.	Всего КГМ	I	
Добывающий	всего	5	1	0	6	4	10
	в.т.ч.: действующих	5 (2, 33, 42, 44, 70)	1 (34)	-	6	4 (18, 19, 20, 22)	10
Нагнетательный	всего	0	0	0	0	2	2
	в.т.ч.: действующих	-	-	-	0	2 (1К, 9К)	2
Наблюдательный		1 (40)	-	1 (39)	2	3 (2К, 2Д, 21)	5
Водозаборный		-	-	-	0	1 (2655)	1
В консервации		1 (43)	-	-			1
Ликвидированный		6 (3К, 4К, 5К, 7К, 8К, 17)					6
Итого пробуренный фонд		25					

Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения приведено графически на рисунке 3.2.1, где видно, что в добывающем фонде эксплуатируется меньшая часть от пробуренных скважин. Способ эксплуатации добывающих скважин – механизированный, с применением ЭЦН.

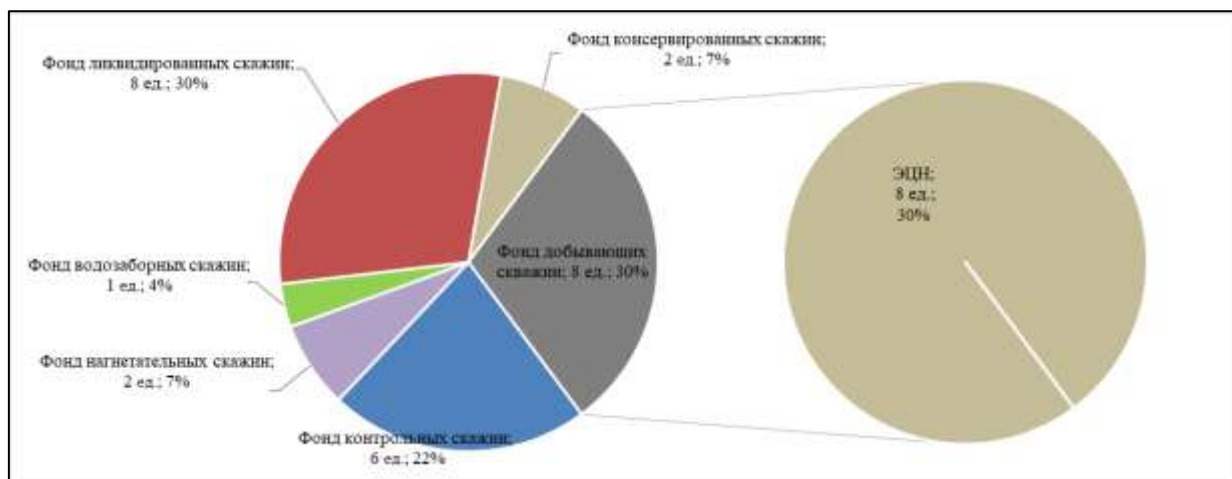


Рис. 3.2.1. Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения

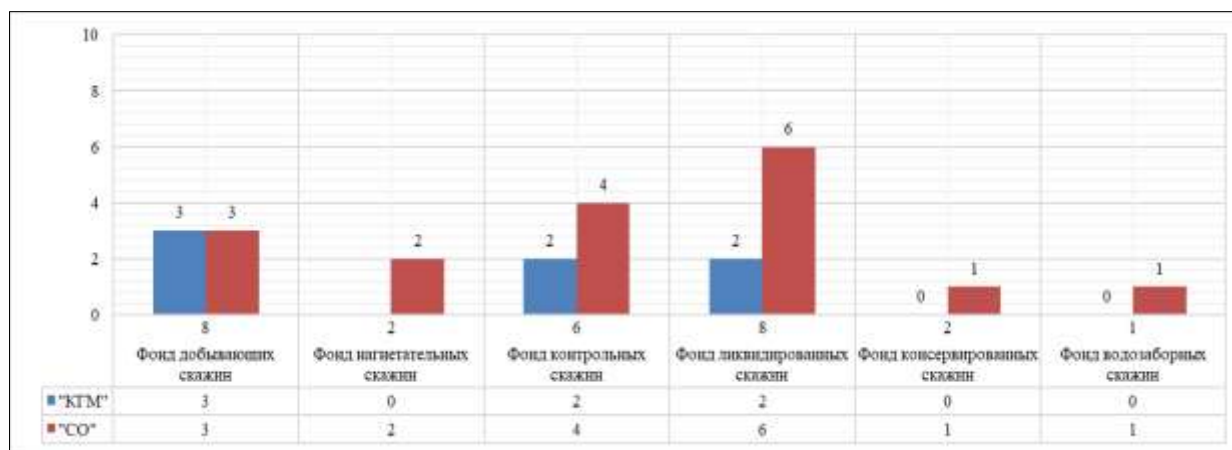


Рис. 3.2.2. Распределение эксплуатационного фонда скважин по категориям

В эксплуатационном фонде добывающих скважин месторождения находятся в действии 10 ед. Способ эксплуатации действующих добывающих скважин – механизированный, с применением ЭЦН. Большая часть добывающих скважин эксплуатируются на основном I объекте разработки в количестве 9 ед., из них 5 ед. (№№2, 33, 42, 44, 70) на территории «КГМ», 4 ед. (№№18, 19, 20, 22) на территории «СО». Одна скважина №34 эксплуатируется на II объекте, относящемся к контрактной территории «КГМ». Единственная действующая добывающая скважина Возвратного объекта (территория «КГМ») №39 выбыла из эксплуатации в сентябре 2025г и сейчас числится в наблюдательном фонде. Действующие добывающие скважины работают при текущем среднем дебите нефти 10,2 т/сут (10,2 т/сут по скважинам «КГМ», 3,0 т/сут по скважинам «СО»), текущий средний дебит жидкости – 134,1 т/сут (134,1 т/сут по скважинам «КГМ», 105,2 т/сут по скважинам «СО»), текущее среднее значение обводненности – 92,4% (92,4% по скважинам «КГМ», 97,2% по скважинам «СО»). Текущие показатели коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин «КГМ» за 2025г составили 1,00 и 0,92 доли ед. соответственно. Текущие показатели коэффициента использования и эксплуатации добывающих скважин «СО» составили соответственно 1,00 и 0,97 ед.

В 2021г на территории «КГМ» была пробурена скважина №70, которая после испытания была переведена в наблюдательный фонд и ожидала утверждения проектного документа. В сентябре 2023г, после утверждения ДПР-2023г, скважина была введена в эксплуатацию на I объект с начальным дебитом 72,9 т/сут по нефти и 103,7 т/сут по жидкости при средней обводненности продукции 29,7%. В целом с момента ввода в эксплуатацию по скважине №70 было добыто 31,9 тыс.т нефти и 106,3 тыс.т жидкости, среднегодовой дебит нефти составил 48,1 т/сут, жидкости – 129,4 т/сут.

На контрактной территории «СО» согласно проектным решениям в январе 2023г в эксплуатацию на I объект из наблюдательного фонда была введена скважина №20. Входной дебит нефти скважины составил 13,2 т/сут, жидкости – 157,5 т/сут при средней обводненности продукции 91,6%. При этом следует отметить высокую обводненность скважины, в связи с чем в 2024г скважина долгое время находилась в бездействии. В целом с момента ввода из наблюдательного фонда скважина добыла 7,9 тыс.т нефти и 45,9 тыс.т жидкости при средней обводненности продукции 82,8%, средний дебит за период составил 11,1 т/сут по нефти и 64,6 т/сут по жидкости.

В сентябре 2023г из эксплуатации выбыла единственная добывающая скважина II объекта №34, причина выбытия скважины также заключается в обводнении продукции и снижении дебита нефти ниже минимального рентабельного для эксплуатации скважины. Скважина обводнилась и прекратила эксплуатацию не достигнув полной выработки всех извлекаемых запасов нефти II объекта, на дату выбытия накопленная добыча нефти по II объекту составила 50,7 тыс.т, что соответствует отбору от НИЗ в 89%, а остаточные извлекаемые запасы оценивались всего в 6,3 тыс.т. С целью полной выработки остаточных запасов нефти после длительного простоя скважина №34 была возвращена в эксплуатацию. Начальный дебит нефти составил 2,5 т/сут, жидкости – 52,4 т/сут при обводненности продукции 95,3%.

3.2.2 Анализ технологических показателей разработки

Месторождение разрабатывается двумя недропользователями, на контрактной территории «СО» пробуренными скважинами вскрыт один горизонт Ю-III, на контрактной территории «КГМ» – Ю-0-1, Ю-II, Ю-III.

Промышленная разработка месторождения начата с 2006г согласно проекту «Технологическая схема разработки...» (Протокол ЦКРР РК №39 от 20.10.2006г).

В 2022г был выполнен «Прирост запасов...» с учетом полученных новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения оценочной скважины №70, в рамках которого прирост запасов промышленной категории в целом по

месторождению составил 39 тыс.т. геологических и 40 тыс.т. извлекаемых запасов. По результатам бурения скважина №70 вскрыла водонасыщенную часть горизонта Ю-0-1.

В 2023г было составлено «Дополнение к проекту разработки...», утвержденное ЦКРР РК Протоколом №42/11 от 24.08.2023г

В настоящее время месторождение разрабатывается согласно «Анализу разработки...» 2025г (Протокол ЦКРР РК №63/7 от 19.06.2025г) и находится на последней стадии разработки, для которой характерны низкие уровни добычи нефти, механизированный способ эксплуатации скважин, высокая обводненность продукции и как следствие, выбытия добывающих скважин.

Текущее состояние разработки приведено согласно утвержденным запасам, числящимся на Государственном балансе РК и выделенным эксплуатационным объектам действующего проектного документа.

В течение отчетного периода в разработке находились все 3 эксплуатационных объекта, выделенные действующим проектом. Разработка I объекта осуществляется с ППД закачкой воды через 2 нагнетательные скважины на территории «СО», на территории «КГМ» закачка отсутствует. Режим разработки II и возвратного объектов определен как естественный упруго-водонапорный без системы ППД. Основная часть добывающих скважин (9 ед.) эксплуатируется на I объекте, II объект разрабатывался единичной скважиной №34, возвратный объект также разрабатывается одной скважиной №39, остановленной в сентябре 2025г в связи с достижением полной выработки утвержденных извлекаемых запасов нефти.

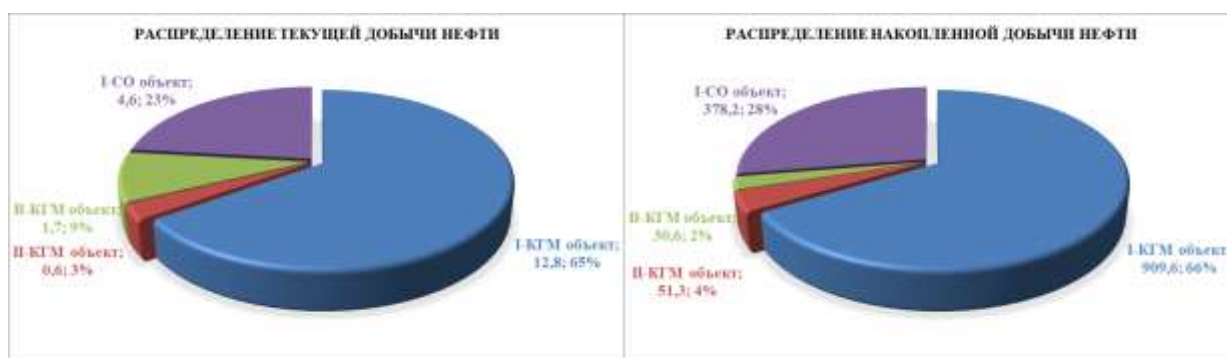


Рис.3.2.1 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам

Основная доля накопленной добычи нефти, 909,6 тыс.т или 66% общей накопленной добычи всего месторождения, приходится на долю I объекта на контрактной территории КГМ, в пределах которого также сосредоточена основная часть запасов всего месторождения, а именно 55% геологических запасов всего месторождения или 1 744 тыс.т, а также 65% извлекаемых запасов или 929 тыс.т.

На рисунке 3.2.2 приведено распределение накопленной добычи нефти по скважинам контрактных территорий недропользователей, средняя удельная накопленная добыча нефти на 1 скважину по территории «КГМ» составляет 110 тыс.т, по территории «СО» – 41 тыс.т.



Рис.3.2.2 – Показатели накопленной добычи нефти по скважинам

В течение последнего периода времени наблюдается тенденция к уменьшению добычи нефти из года в год по естественным причинам разработки, увеличения обводненности, отсутствия бурения добывающих скважин. С 2016г была организована система ППД, которая существенно не повлияла на уровни добычи ввиду малочисленности нагнетательных скважин.

Всего с начала разработки отобрано 1365,1 тыс.т нефти, 6166,7 тыс.т жидкости и 54,771 млн.м³ растворенного газа. Отобрано 95,7% от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН достиг 0,427 доли ед. при утвержденном 0,447 доли ед. Основной объем текущей (85%) и накопленной (67%) добычи нефти приходится на основной I объект контрактной территории КГМ (рис.3.2.1), характеризующаяся большей площадью запасов и наиболее охваченной пробуренными скважинами. На рисунке 3.2.3 представлена динамика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом.

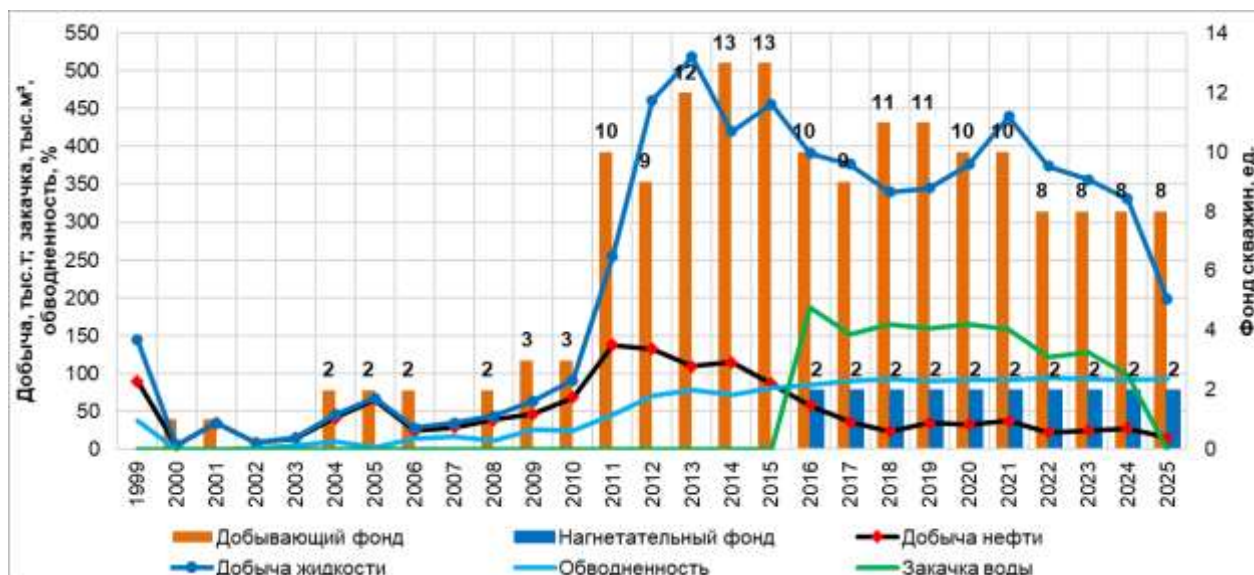


Рис.3.2.3 – График разработки месторождения в целом

В целом по контрактной территории «КГМ» за анализируемый период 2022-2025гг наблюдается стабилизация уровней добычи нефти, что обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию скважины №70, при этом также можно отметить стабилизацию уровня обводненности продукции.

В целом с целью интенсификации и оптимизации добычи по скважинам проводились такие мероприятия, как замена и ревизия насосов (по скважинам №№33, 34, 39, 40, 42, 43), перевод скважин между объектами (№39 с I на возвратный объект с проведением ГРП), ГРП (скважина №43 в 2015г и 2017г), зарезка бокового ствола «ЗБС» (по скважине №34 в 2016г), и РИР (скважина №44 в 2015г). Соблюдаются режимы работы действующих скважин и проводится необходимый комплекс мероприятий по контролю за разработкой, предусмотренные действующим проектом.

Все добывающие скважины «КГМ» эксплуатируются механизированным способом и оборудованы ЭЦН. Основная часть добывающих скважин, текущей и накопленной добычи УВ приходится на основной I объект, где в настоящее время эксплуатируются 5 скважин (№№2, 33, 42, 44, 70). Наиболее высокодебитной является скважина №70, которая была введена в эксплуатацию в сентябре 2023г и в настоящее время эксплуатируется с дебитом нефти 30,9 т/сут и дебитом жидкости 136,5 т/сут.

I объект

В 2022г по I объекту в целом по двум контрактным территориям добыто 18,7 тыс.т нефти, 346,7 тыс.т жидкости и 0,486 млн.м³ растворенного газа. добывающий фонд на конец года составил 6 скважин, из которых 3 расположены на территории «КГМ» и 3 скважины – на территории «СО», которые эксплуатировались со среднегодовым дебитом 8,8 т/сут по нефти и 163,2 т/сут по жидкости, при этом средняя обводненность добываемой продукции

составила 94,6%. В качестве реализации системы ППД на контрактной территории «СО» было закачено 121,7 тыс.м³ воды.

В 2023г наблюдается увеличение годовых уровней добычи нефти, которая составила 21,1 тыс.т, добыча жидкости составила 330,9 тыс.т, что ниже показателя прошлого года, так как средняя обводненность продукции снизилась и составила 93,6%, растворенного газа было добыто 0,540 млн.м³. Среднегодовой дебит нефти по объекту в целом также увеличился и составил 9,1 т/сут, дебит жидкости снизился и составил 142,5 т/сут. Увеличение годовых отборов нефти связано с вводом в эксплуатацию скважин №70 и №20, по которым в сумме за первый год эксплуатации было добыто 11,1 тыс.т нефти, 75% из которых приходится на долю скважины №70. Закачка воды осталась на уровне прошлого года и составила 128,3 тыс.м³.

В 2024г по объекту добыто 24,5 тыс.т нефти, что выше показателя прошлого года. Превышение добычи нефти обеспечено добычей высокодебитной скважины №70, введенной из бурения в прошлом году. При этом добыча жидкости немного снизилась относительно прошлого года и составила 314,8 тыс.т. В соответствии со снижением добычи воды уменьшился также и уровень закачки воды, составивший 98,4 тыс.м³, при более низкой средней приемистости 127,1 м³/сут.

В 2025г в эксплуатацию на I объект из наблюдательного фонда и консервации были введены скважины №2 и №44, средний дебит нефти новых скважин составил 9,4 т/сут, за счет новых скважин было добыто 1,8 тыс.т. В целом за 10 месяцев по объекту было добыто 17,3 тыс.т нефти, при среднем дебите нефти 8,1 т/сут и дебите жидкости 118,3 т/сут.

I объект (контрактная территория «СО»)

В 2022г добывающий фонд по территории «СО» составил 3 скважины (№№18, 19, 22), которые добыли 8,1 тыс.т нефти, 151,2 тыс.т жидкости и 0,032 млн.м³ газа, при обводненности продукции 94,6%. Добывающие скважины эксплуатировались при среднесуточных дебитах 6,7 т/сут по нефти и 133,4 т/сут по жидкости. Через 2 нагнетательные скважины в 2024г было закачено 121,7 тыс.м³ воды, при приемистости 166,7 м³/сут, текущая компенсация отборов при этом составила 83,5%.

В 2023г в эксплуатацию из наблюдательного фонда была введена скважина №20 со среднесуточными дебитами 11,2 т/сут по нефти и 17,0 т/сут по жидкости, за 2023г новой скважиной было добыто 2,7 тыс.т нефти. Несмотря на ввод новой скважины по объекту наблюдается снижение добычи нефти до 6,2 тыс.т, что обусловлено падением дебит нефти по переходящим скважинам №18 и №22. Добыча жидкости составила 173,9 тыс.т при увеличенной обводненности продукции 96,4%, скважины эксплуатировались при дебитах

нефти и жидкости 5,0 и 139,4 т/сут по жидкости. Закачка воды осталась на уровне прошлого года и составила 128,3 тыс.м³ с приемистостью нагнетательных скважин в 175,7 м³/сут.

В 2024г наблюдается продолжение тенденции к снижению дебитов нефти, который в среднем за год составил 3,0 т/сут, что также отразилось на уровне добычи нефти, равной 3,7 тыс.т. Снижение дебита нефти сопровождается ростом обводненности продукции, которая достигла 97,2%, добыча жидкости составила 133,5 тыс.т. В соответствии со снижением добычи жидкости уменьшается и объем закачки воды, составивший 98,4 тыс.м³. На рисунке 3.2.4 представлен график разработки I объекта по территории «СО».

За 10 месяцев 2025г по контрактной территории «СО» добыто 4,6 тыс.т нефти и 79,1 тыс.т жидкости, добыча газа составила 0,018 млн.м³. Добывающие скважины эксплуатировались при средних дебитах нефти и жидкости составили 4,0 и 69,7 т/сут соответственно, при средней обводненности продукции 94,2%. Закачка воды за данный период времени составила 62,2 тыс.м³ при компенсации отборов 81,4%.



Рис.3.2.4 – График разработки I объекта (контрактная территория «СО»)

I объект (контрактная территория «КГМ»)

По I объекту в пределах контрактной территории «КГМ» в 2022г добыто 10,6 тыс.т нефти, 195,5 тыс.т жидкости и 0,454 млн.м³ газа. Средняя обводненность добываемой продукции составила 94,6%. Добывающий фонд уменьшился на 1 скважину, в связи с выбытием скважины №40 в наблюдательный фонд, и на конец года составил 3 скважины, которые эксплуатировались со средним дебитом 9,2 т/сут по нефти и 170,1 т/сут по жидкости. Система ППД на контрактной территории «КГМ» не реализуется.

В 2023г в эксплуатацию была введена в эксплуатацию из освоения высокопродуктивная скважина №70, среднегодовой дебит которой составил 68,7 т/сут нефти и 125,2 т/сут жидкости, за 2023г скважиной было добыто 8,4 тыс.т нефти. За счет

ввода новой скважины в целом по объекту годовая добыча нефти выросла и составила 14,9 тыс.т, добыча жидкости – 157 тыс.т, газа – 0,515 млн.м³. Добывающий фонд на конец года составил 4 скважины, которые эксплуатировались с дебитом 13,9 т/ст нефти, 146,2 т/сут жидкости и при обводненности 90,5%.

В 2024г по объекту добыто 20,7 тыс.т нефти, 181,3 тыс.т жидкости и 1,210 млн.м³ газа. Добывающий фонд объекта уменьшился на 1 ед., за счет выбытия в наблюдательный фонд скважины №2, и составил 3 скважины, эксплуатируемые со средними дебитами 17,2 т/сут нефти и 150,1 т/сут жидкости.

В 2025г в пределах контрактной территории КГМ в эксплуатацию на I объект из наблюдательного фонда и консервации были введены скважины №2 и №44, средний дебит нефти новых скважин составил 9,4 т/сут, за счет новых скважин было добыто 1,8 тыс.т. В целом за 10 месяцев по объекту было добыто 12,8 тыс.т нефти, при среднем дебите нефти 12,6 т/сут и дебите жидкости 172,9 т/сут. На рисунке 3.2.5 представлен график разработки I объекта по контрактной территории «КГМ».



Рис.3.2.5 – График разработки I объекта (контрактная территория «КГМ»)

II объект (контрактная территория «КГМ»)

Разработка II объекта осуществляется единственной скважиной №34, в 2022г скважина эксплуатировалась со средним дебитом нефти 1,2 т/сут нефти и 23,9 т/сут жидкости, за год было добыто 0,4 тыс.т нефти, 8,5 тыс.т жидкости и 0,011 млн.м³ газа, средняя обводненность продукции составила 94,8%.

В 2023г по объекту добыто 0,3 тыс.т нефти, 6,6 тыс.т жидкости и 0,007 млн.м³ газа. Скважина №34 обводнилась и ее дебит нефти упал ниже минимально рентабельного и в сентябре скважина выбыла из эксплуатации с дебитом нефти 0,8 т/сут и обводненностью 96%.

С целью полной выработки всех остаточных извлекаемых запасов нефти II объекта в марте 2025г скважина №34 была введена в эксплуатацию с дебитом нефти 2,5 т/сут, дебитом жидкости 52,4 т/сут и обводненностью 95,3%. За 2025г по II объекту было добыто 0,6 тыс.т нефти и 12,3 тыс.т жидкости.

На дату отчета накопленная добыча нефти по II объекту составляет 51,3 тыс.т, что соответствует выработке извлекаемых запасов нефти 89,9% и текущему КИН 0,302 доли ед.

На рисунке 3.2.6 представлен график разработки II объекта.

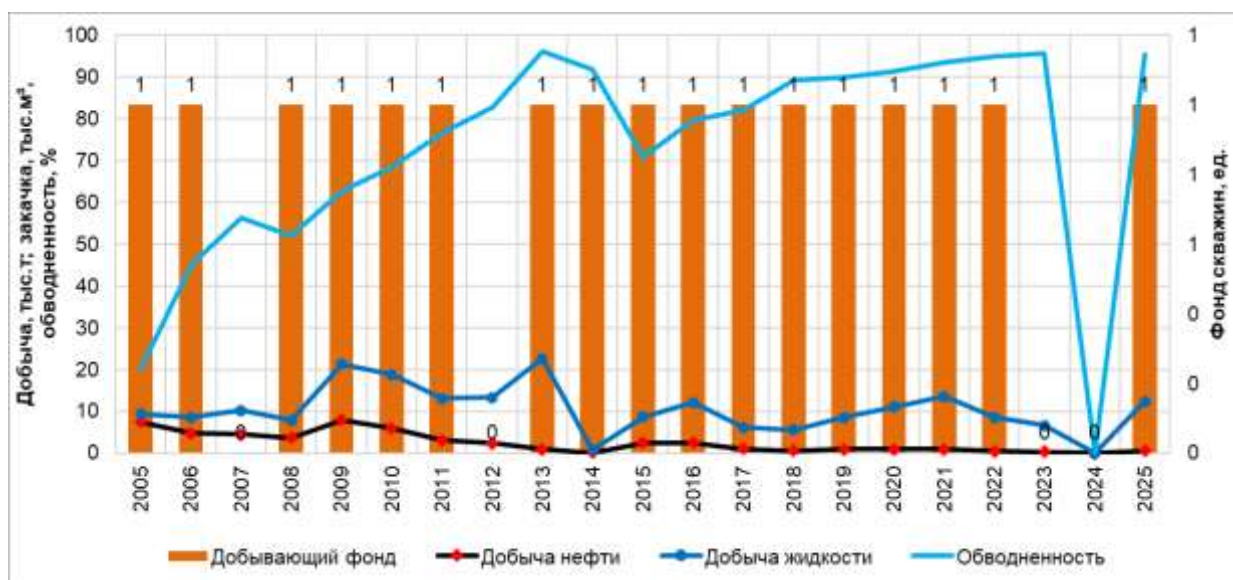


Рис.3.2.6 – График разработки II объекта (контрактная территория «КГМ»)

Возвратный объект (контрактная территория «КГМ»)

Промышленная продуктивность горизонта Ю-0-1, относящегося к возвратному объекту, установлена только на контрактной территории «КГМ» скважиной №39, посредством которой и происходит эксплуатация. В 2022г было добыто 3,2 тыс.т нефти и 18,5 тыс.т жидкости при обводненности продукции 83%, добыча газа составила 0,316 млн.м³. В течение года скважина эксплуатировалась с дебитами 8,7 т/сут нефти и 50,8 т/сут жидкости.

В 2023г добыча нефти составила 3,7 тыс.т, жидкости – 18,4 тыс.т, а также 0,367 млн.м³ газа. Эксплуатация скважины №39 осуществлялась с дебитами 10,4 т/сут нефти, 52 т/сут жидкости и при обводненности 80%.

За 2024г по объекту добыто 3,0 тыс.т нефти и 15,8 тыс.т жидкости, средняя обводненность продукции составила 80,7%.

За 9 месяцев 2025г по скважине №39 было добыто 1,7 тыс.т нефти и 12,1 тыс.т жидкости, средний дебит нефти составил 6,9 т/сут, жидкости – 48 т/сут, при обводненности продукции 85,6%. При этом текущая выработка запасов нефти превысила 100% и составила 105,6%, а текущий КИН достиг 0,747 доли ед. В связи с перевыработкой утвержденных

извлекаемых запасов в сентябре 2025г скважина была остановлена до утверждения Пересчета.

Следует отметить стабильные показатели в эксплуатации скважины, которая в течение анализируемого периода эксплуатируется со стабильным дебитом нефти в 6,9 т/сут и 48 т/сут по жидкости и без динамики роста обводненности продукции. Данные результаты свидетельствуют об имеющемся потенциале дальнейшей разработки горизонта Ю-0-1 и что фактические вовлеченные в разработку запасы нефти превышают утвержденные на сегодня запасы промышленной категории. График разработки возвратного объекта представлен на рисунке 3.2.7.

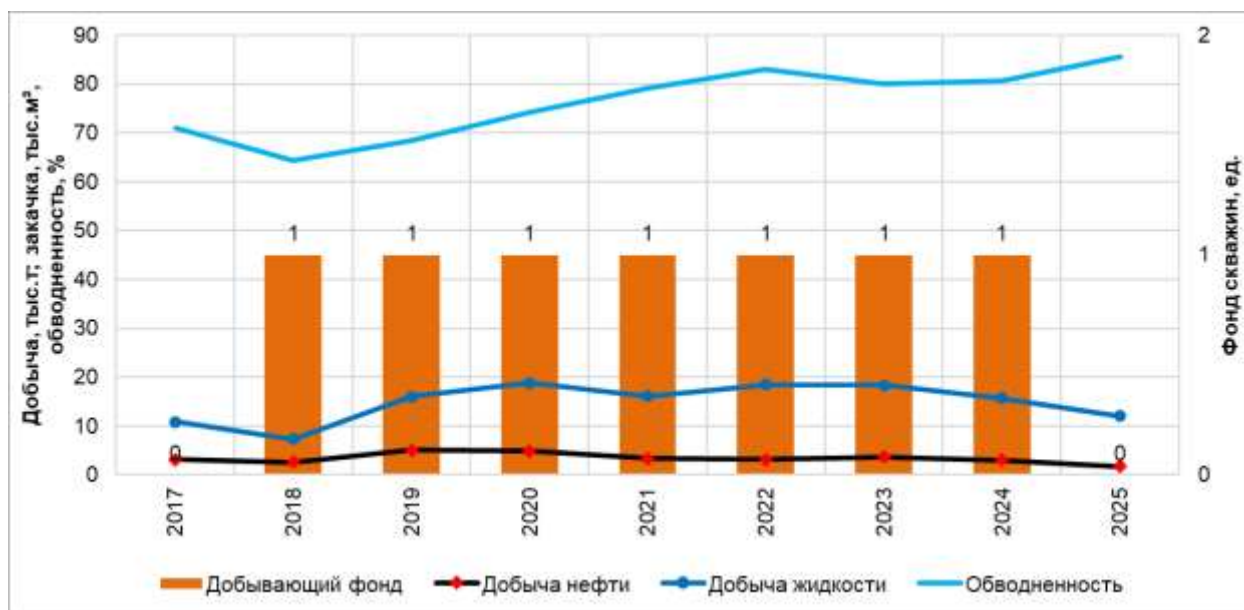


Рис.3.2.7 – График разработки возвратного объекта (контрактная территория «КГМ»)

По месторождению в целом

В 2022г добывающий фонд по месторождению в целом составил 8 скважин, в течение года из эксплуатации выбыла одна скважина №40. Годовая добыча нефти составила 22,3 тыс.т, жидкости было добыто 373,8 тыс.т, добыча газа в целом составила 0,813 млн.м³, средний газовый фактор на уровне 36,4 м³/т. Скважины эксплуатировались со среднесуточным дебитом нефти 7,9 т/сут, 131,3 т/сут жидкости и при обводненности 94%. В рамках реализации системы ППД на I объекте закачано 121,7 тыс.м³ при средней приемистости двух нагнетательных скважин 166,7 м³/сут.

В 2023г по месторождению в целом наблюдается увеличение годового уровня добычи нефти за счет ввода в эксплуатацию двух скважин №70 и №20, особенно высокой продуктивностью отличается скважина №70. Годовая добыча нефти по месторождению в целом составила 25,1 тыс.т, из которых 11,1 тыс.т было добыто из новых скважин, добыча жидкости составила 355,9 тыс.т, обводненность продукции на уровне 92,9%. Добывающие

скважины эксплуатировались с дебитами 8,6 т/сут по нефти и 121,6 т/сут по жидкости. Закачка воды осталась на уровне прошлого года и составила 128,3 тыс.т.

В 2024г добыча нефти по месторождению в целом составляет 27,5 тыс.т, жидкости добыто 330,5 тыс.т, средняя обводненность продукции скважин составила 91,7%. Добывающий фонд уменьшился на 1 ед. за счет выбытия скважины №2, средний дебит действующих скважин по нефти составил 9,7 т/сут, по жидкости – 116,8 т/сут. Нагнетательные скважины эксплуатировались с приемистостью 128,2 м³/сут.

В 2025г по месторождению добыто 19,6 тыс.т нефти и 278,2 тыс.т жидкости при обводненности продукции на уровне 92,9%. Средний дебит нефти добывающих скважин составил 7,5 т/сут, жидкости – 106,2 т/сут. В целом за 10 месяцев было закачено 62,2 тыс.м³ воды через 2 нагнетательные скважины.

Таблица 3.2.1 – Динамика основных показателей разработки I объекта «СО»

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	8,1	6,2	3,7	4,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	363,7	369,9	373,7	378,2
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,293	0,298	0,301	0,305
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	0,5	0,3	0,4
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,0	1,5	0,9	1,1
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,4	12,9	8,9	11,9
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	88,3	89,8	90,7	91,8
8	Добыча газа, млн.м ³	0,032	0,025	0,015	0,018
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	3,634	3,659	3,674	3,692
10	Газовый фактор, м ³ /т	3,9	4,0	4,0	4,0
11	Добыча жидкости, тыс.т	151,2	173,9	133,5	79,1
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2786,1	2960,1	3093,6	3093,6
13	Обводненность продукции (по весу), %	94,6	96,4	97,2	94,2
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	121,7	128,3	98,4	62,2
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1108,4	1236,7	1335,1	1397,3
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	83,5	77,3	77,6	81,4
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	39,6	41,7	43,2	45,2
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1	0	0
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
20	<i>из прочих категорий</i>	0	1	0	0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	4	4	4
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	4	4
24	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
25	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
26	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2
27	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2
28	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	8,3	5,0	3,0	4,0
29	по жидкости	155,1	139,4	105,2	69,7
30	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-
31	по жидкости	-	-	-	-
32	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	166,7	175,7	134,8	102,3
33	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,75	1,00	1,00
34	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,89	1,00	0,97	0,93
35	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00
36	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 3.2.2 – Динамика основных показателей разработки I объекта «КГМ»

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	10,6	14,9	20,7	12,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	861,2	876,1	896,8	909,6
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,494	0,502	0,514	0,522
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	0,9	1,2	0,7
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,1	1,6	2,2	1,4
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,5	22,0	39,2	39,6
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	92,7	94,3	96,5	97,9
8	Добыча газа, млн.м ³	0,454	0,515	1,210	0,815
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	43,315	43,830	45,040	45,855
10	Газовый фактор, м ³ /т	42,8	34,6	58,4	63,8
11	Добыча жидкости, тыс.т	195,5	157,0	181,3	174,7
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2256,0	2413,0	2594,3	2745,4
13	Обводненность продукции (по весу), %	94,6	90,5	88,6	92,7
14	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1	0	2
15	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
16	<i>из прочих категорий</i>	0	1	0	2
17	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	0
18	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	4	3	5
19	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	4	3	5
20	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	9,2	13,9	17,2	12,6
21	по жидкости	170,1	146,2	150,1	172,9
22	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	9,4
23	по жидкости	-	-	-	125,4
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,88	0,97	0,92

Таблица 3.2.3 – Динамика основных показателей разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	0,4	0,3	0,0	0,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	50,4	50,7	50,7	51,3
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,297	0,298	0,298	0,302
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,3	0,2	0,0	0,3
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,8	0,5	0,0	1,0
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,3	4,5	0,0	8,9
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	88,4	89,0	89,0	89,9
8	Добыча газа, млн.м ³	0,011	0,007	0,000	0,020
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	2,324	2,331	2,331	2,351
10	Газовый фактор, м ³ /т	25,0	25,0	-	35,6
11	Добыча жидкости, тыс.т	8,5	6,6	0,0	12,3
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	200,1	206,7	206,7	206,7
13	Обводненность продукции (по весу), %	94,8	95,5	0,0	95,4
14	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1
15	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
16	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	1
17	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	0
18	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	0	0	1
19	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	0	0	1
20	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	1,2	1,2	0,0	2,5
21	по жидкости	23,9	26,3	0,0	55,3
22	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	2,5
23	по жидкости	-	-	-	55,3
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,69	0,00	1,00
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,69	0,00	0,91

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки Возвратного объекта

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	3,2	3,7	3,0	1,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	22,2	25,8	28,9	30,6
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,541	0,630	0,705	0,747
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	7,7	8,9	7,4	4,3
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	10,9	12,6	10,5	6,0
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	31,6	53,7	96,4	1524,8
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	76,5	89,1	99,6	105,6
8	Добыча газа, млн.м ³	0,316	0,367	0,208	0,100
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	2,216	2,583	2,791	2,890
10	Газовый фактор, м ³ /т	100,0	100,0	68,3	57,2
11	Добыча жидкости, тыс.т	18,5	18,4	15,8	12,1
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	87,6	106,0	121,8	133,3
13	Обводненность продукции (по весу), %	83,0	80,0	80,7	85,6
14	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
15	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
16	<i>из прочих категорий</i>	0	0	0	0
17	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1
18	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	0
19	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	0
20	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	8,7	10,4	8,6	6,9
21	по жидкости	50,8	52,0	44,6	48,0
22	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	-
23	по жидкости	-	-	-	-
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,92
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,97	0,96	0,92

Таблица 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки по контрактной территории «КГМ»

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	14,2	18,9	23,8	15,1
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	933,7	952,6	976,4	991,5
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,478	0,487	0,499	0,507
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	1,0	1,2	0,8
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,4	1,9	2,3	1,5
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,9	23,2	38,1	39,0
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	92,0	93,9	96,2	97,7
8	Добыча газа, млн.м ³	0,781	0,889	1,418	0,935
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	47,855	48,744	50,162	51,097
10	Газовый фактор, м ³ /т	54,9	47,1	59,7	62,0
11	Добыча жидкости, тыс.т	222,6	182,0	197,0	199,1
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2543,7	2725,7	2922,8	3085,4
13	Обводненность продукции (по весу), %	93,6	89,6	87,9	92,4
14	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1	0	3
15	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
16	<i>из прочих категорий</i>	0	1	0	3
17	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	1
18	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	4	6
19	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	4	6
20	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	7,6	11,2	15,2	10,2
21	по жидкости	119,0	108,4	126,2	134,1
22	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	68,7	-	0,0
23	по жидкости	-	125,2	-	0,0
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,93	0,86	0,95	0,92

Таблица 3.2.6 – Динамика основных показателей разработки месторождения в целом

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	22,3	25,1	27,5	19,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1297,4	1322,5	1350,0	1369,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,406	0,414	0,423	0,429
4	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	0,8	0,9	0,6
5	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,6	1,8	1,9	1,4
6	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,7	19,4	26,3	25,5
7	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	90,9	92,7	94,6	96,0
8	Добыча газа, млн.м ³	0,813	0,914	1,433	0,953
9	Накопленная добыча газа, млн.м ³	51,489	52,4	53,836	54,789
10	Газовый фактор, м ³ /т	36,4	36,4	52,1	48,5
11	Добыча жидкости, тыс.т	373,8	355,9	330,5	278,2
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	5329,9	5685,8	6016,3	6166,7
13	Обводненность продукции (по весу), %	94,0	92,9	91,7	92,9
14	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	121,7	128,3	98,4	62,2
15	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1108,4	1236,7	1335,1	1397,3
16	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	2	0	3
17	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0
18	<i>из прочих категорий</i>	0	2	0	3
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	1
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	9	8	10
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8	8	10
22	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2
26	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	7,9	8,6	9,7	7,5
27	по жидкости	131,3	121,6	116,8	106,2
28	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	-	-	11,0
29	по жидкости	-	-	-	148,7
30	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	166,7	175,7	134,8	102,3
31	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	0,89	1,00	1,00
32	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,92	0,92	0,96	0,93
33	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00
34	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00

3.2.3 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов выполнен на основе запасов УВ месторождения, состоящих на Государственном балансе РК на 01.07.2022г, утвержденные в рамках отчета «Прирост запасов ...» 2022г.

Согласно Приложению 2 к инструкции по «...классификации запасов ...», месторождение относится к мелким группам (от 1 до 3 млн. извлекаемых запасов нефти).

Учет добычи нефти, жидкости по объектам, и по горизонтам в составе объектов проведен согласно соответствующим вскрытым интервалам перфорации выделенных коллекторов нефти по ГИС. При этом в ходе разработки I объекта по скважинам «СО» (№№ 21, 2К, 2Д) отмечается одновременная разработка горизонтов Ю-IIIк/т и Ю-IIIп при совместно вскрытых перфорацией интервалов горизонтов. Учет добычи нефти по данным скважинам проведен согласно разделению добычи по результатам исследований PLT. По причине отсутствия исследований PLT по скважине №2Д, а также отсутствия материалов анализа керна по данной скважине (невозможности разделения добычи по проводимости горизонтов, определенных по зависимости коэффициентов пористости по ГИС и проницаемости по керну) и в целом по горизонту Ю-III-к/т, разделение добычи по горизонтам по данной скважине проведено по аналогии исследований PLT по скважинам №№21 и 2К.

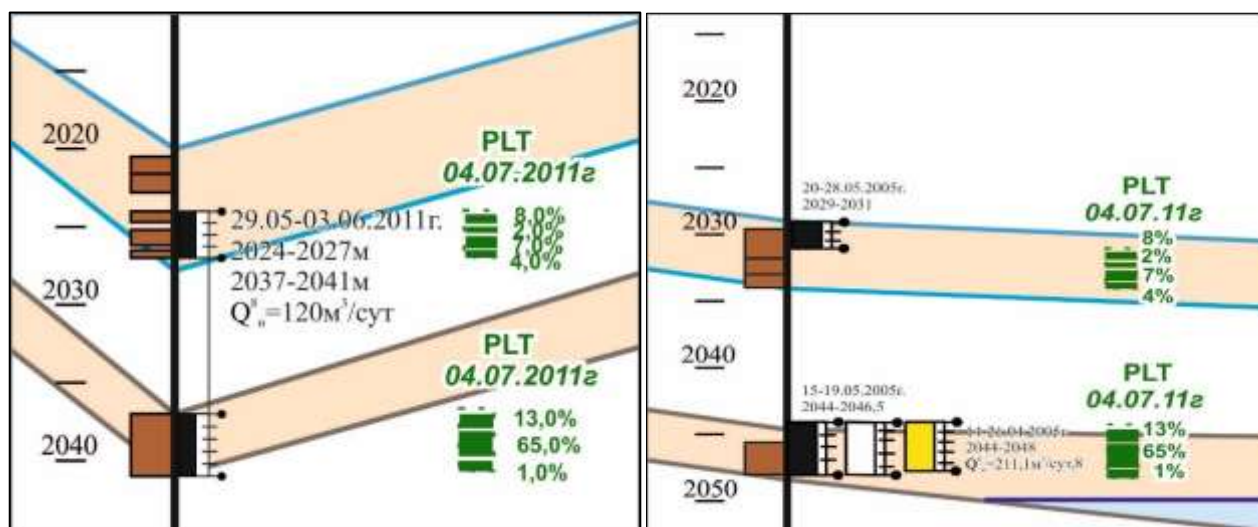


Рис. 3.2.4. Результаты исследований PLT по скважинам №21 (слева) и 2К (справа)

Таблица 3.2.15 – Результаты исследований PLT по скважинам №21 и 2К

№ скважины	Интервал перфорации (MD), м		Горизонт	Объект	Интервалы коллектора (MD), м			Период работы		Доля добычи по PLT, %	Суммарная добыча нефти по скважине, тыс. т
	кровля	подошва			кровля	подошва	вскрытая толщина	начало	конец		
21	2024	2027	Ю-III-к/т	I	2024,0	2024,7	2,2	01.01.2011г	01.12.2014г	21,0	4,7
					2025,2	2026,2					
					2026,5	2027,0					
	2037	2041	Ю-III-п	I	2037,0	2041,0	4,0	01.01.2011г	01.12.2014г	79,0	
2К	2029	2031	Ю-III-к/т	I	2029,6	2031,8	1,4	01.01.2011г	01.09.2017г	21,0	16,5
	2044	2046,5	Ю-III-п	I	2045,6	2048,0	0,9	01.01.2011г	01.09.2017г	79,0	
2Д	2023	2026	Ю-III-к/т	I	2023,1	2026,1	2,9	01.01.2011г	01.09.2017г	21,0	4,6
	2036	2038	Ю-III-п	I	2036,9	2038,1	1,1	01.01.2011г	01.09.2017г	79,0	

Утвержденные запасы, распределение накопленной добычи нефти, достигнутых значений КИН и остаточных запасов нефти на 01.07.2022г по объектам, контрактным территориям двух недропользователей приведены в таблице 3.2.16.

Таблица 3.2.16 - Выработанность запасов по объектам

Объекты	Начальные запасы, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы, тыс.т		КИН, доли ед.		Выработка, %
	геол.	извл.		геол.	извл.	утв.	текущий	
I-КГМ	1 744	929	909,6	834	19	0,533	0,522	97,9
II-КГМ	170	57	51,3	119	6	0,335	0,302	89,9
В-КГМ	41	29	30,6	10	0	0,707	0,747	105,6
I-CO	1 240	412	378,2	862	34	0,332	0,305	91,8
В целом	3 195	1 427	1 369,7	1 825	59	0,447	0,429	96,0

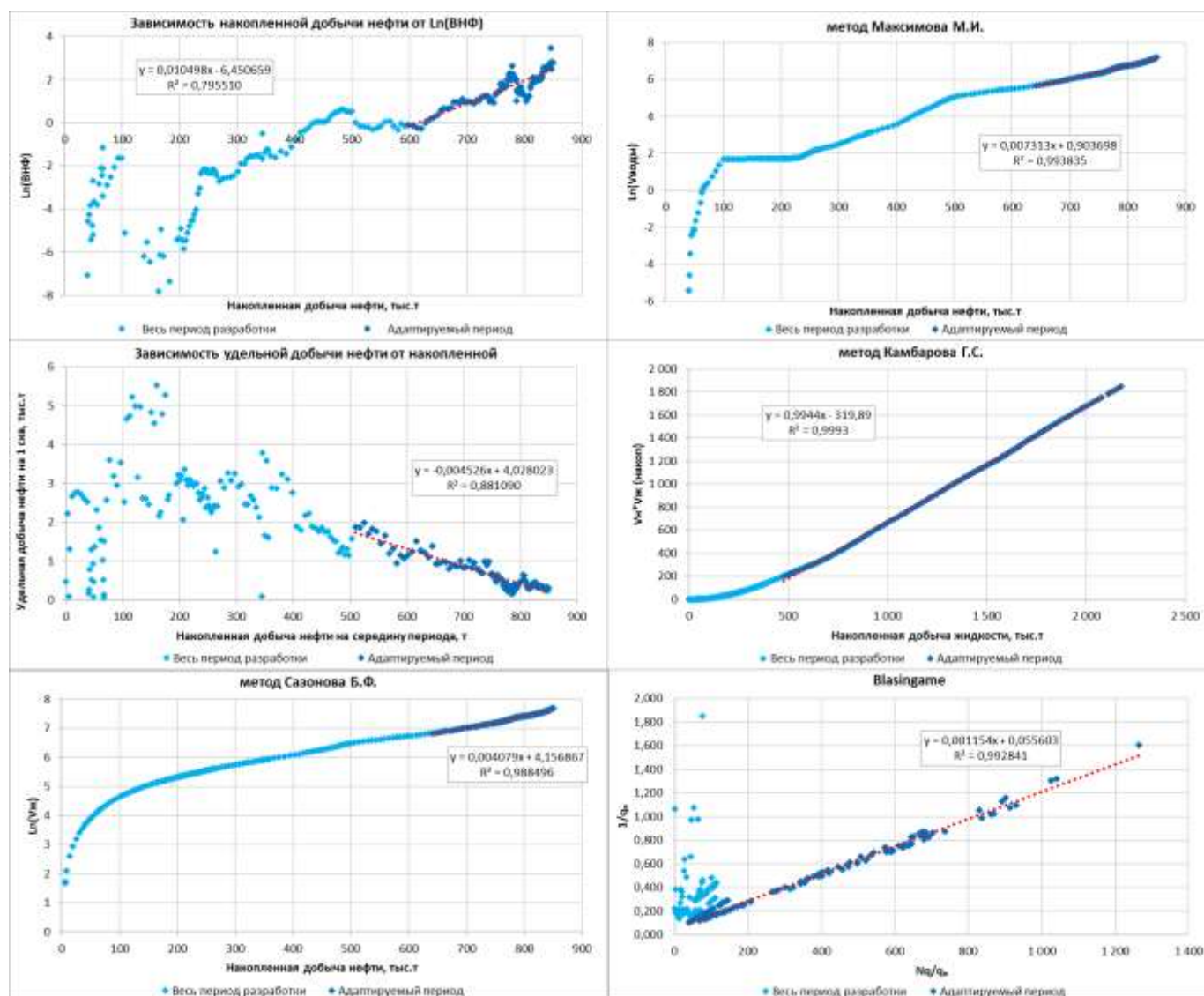


Рис. 3.2.5 – Кривые характеристик вытеснения по I объекту (по территории КГМ)

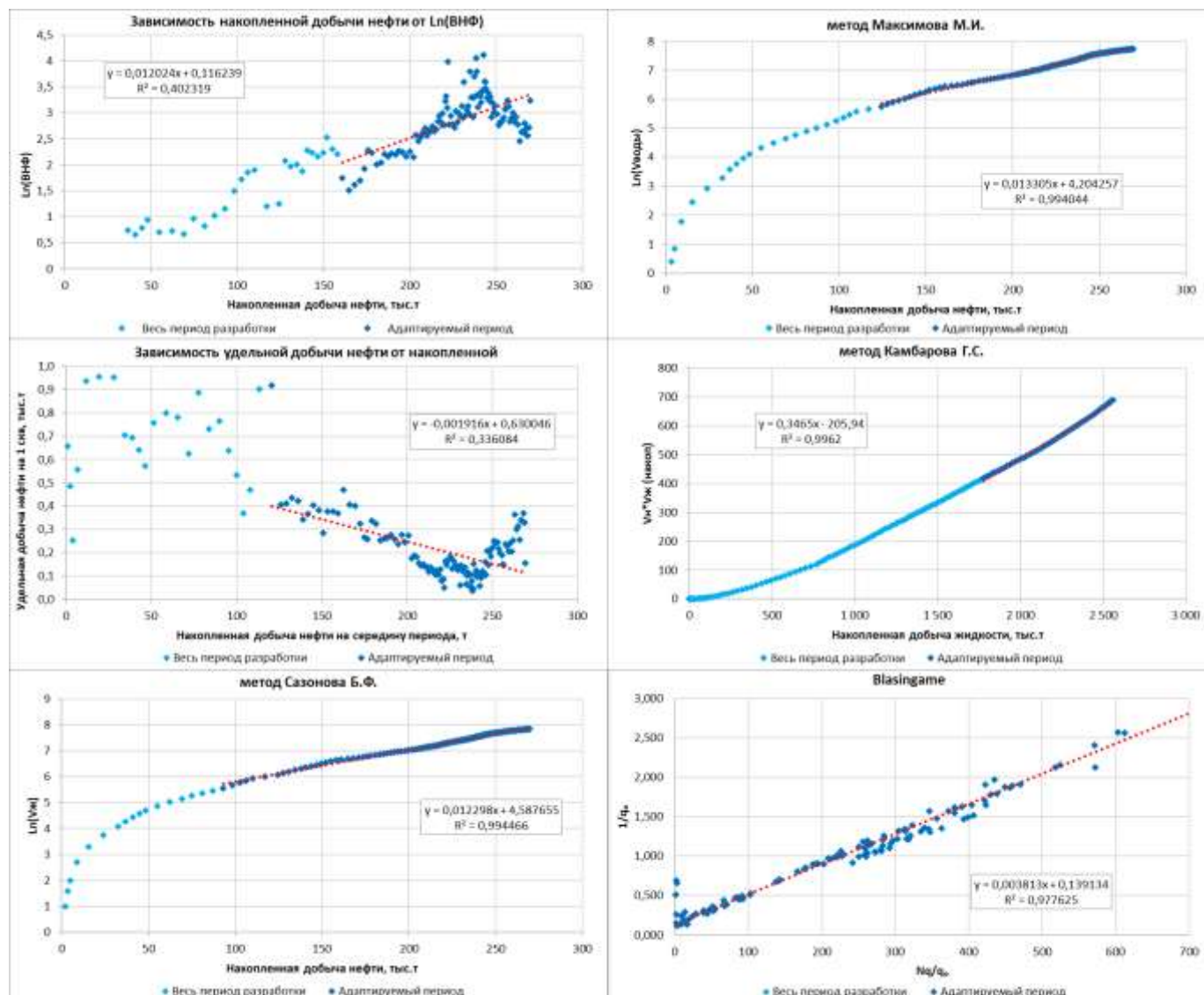


Рис. 3.2.6 – Кривые характеристик вытеснения по I объекту (по территории СО)

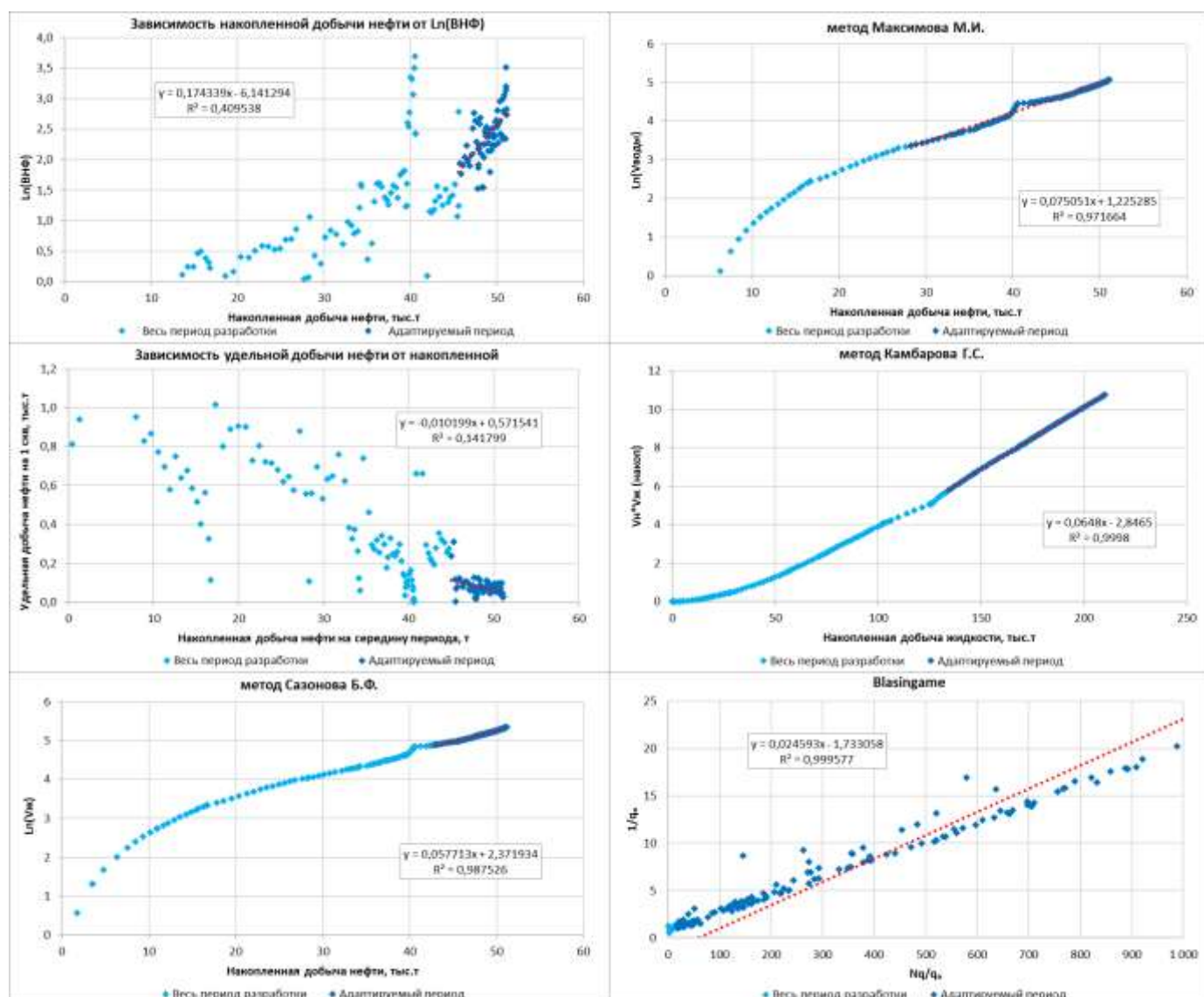


Рис. 3.2.7 – Кривые характеристик вытеснения по II объекту

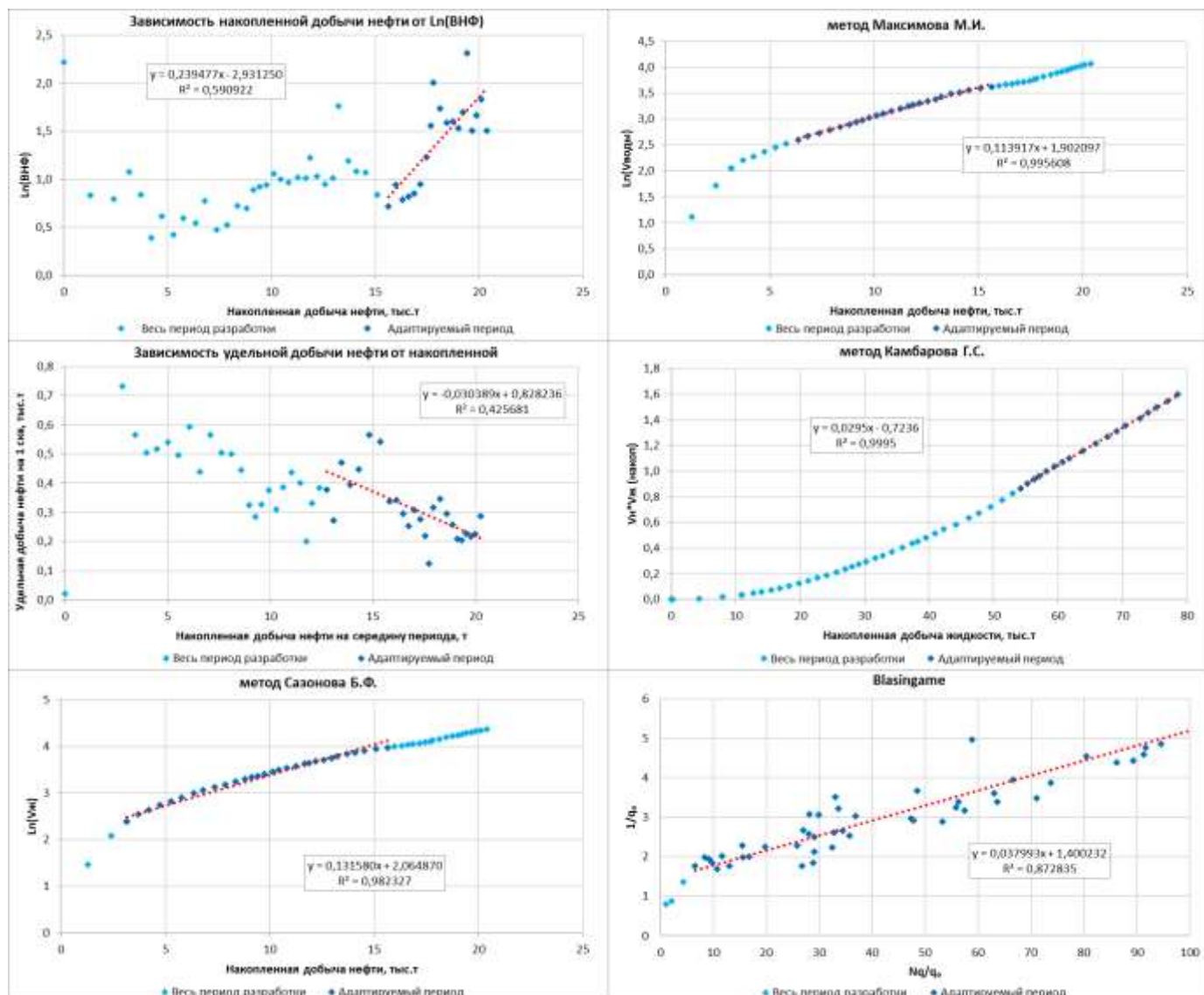


Рис. 3.2.8. Кривые характеристики вытеснений по возвратному объекту

С целью определения вовлеченных в разработку запасов нефти и потенциально достижимых значений КИН по объектам построены характеристики вытеснения, представленные на рисунках 3.2.5-3.2.8, результаты расчетов по данным кривым представлены в таблице 3.2.17. Расчеты вовлеченных в разработку запасов выполнены по 6-ти методикам, а итоговые значения приняты на основе осреднения всех результатов.

Наиболее достоверными можно считать результаты определения вовлеченных запасов по I объекту в пределах контрактной территории КГМ, что обусловлено наиболее продолжительной стабильной эксплуатацией скважиной и разработкой залежи в целом. В качестве адаптируемого для I объекта принят период в течение последнего десятилетия, который характеризуется наиболее стабильными темпами снижения дебита нефти и роста обводненности продукции. Итоговые вовлеченные в разработку запасы нефти находятся на уровне утвержденных извлекаемых и превышают их всего на 5%, что можно объяснить отсутствием учета

экономической составляющей в рамках построения характеристик вытеснения.

Результаты расчетов вовлеченных запасов по территории СО уже нельзя назвать в достаточной степени достоверной, что обусловлено выбытием скважин в течение последних 5-ти лет, обусловившим увеличение среднего дебита нефти и динамику снижения обводненности продукции. На рисунке 3.2.6 наглядно виден переломный момент начиная с которого изменение фонда скважин влечет увеличение дебита и снижение обводненности.

В разработке II и возвратного объектов участвовали по одной скважине, в связи с чем и определение вовлеченных в разработку запасов выполнено для одной скважины, а полученные результаты в целом соответствуют утвержденным извлекаемым запасам, полную выработку которых и планируется достичь существующим фондом.

Таблица 3.2.17 – Результаты расчета вовлеченных в разработку запасов на основе характеристик вытеснения

Показатели		Объекты				В целом
		I-КГМ	I-СО	II-КГМ	Возвратный-КГМ	
Утвержденные НГЗ, тыс.т		1 744	1 240	170	41	3 195
Утвержденные НИЗ, тыс.т		929	412	57	29	1 427
Утвержденный КИН, д.ед.		0,533	0,332	0,335	0,707	0,447
Накопленная добыча, тыс.т		910	378	51	31	1 370
Текущий КИН, д.ед.		0,522	0,305	0,302	0,747	0,429
Отбор от НИЗ, %		97,9	91,8	89,9	105,6	96,0
ОИЗ, тыс.т		19	34	6	-1,6	57
Вовлеченные запасы, тыс.т		987	381	56	39	1 462
Потенциальный КИН, д.ед.		0,566	0,307	0,330	0,950	0,458
Потенциальные ОИЗ, тыс.т		75	2	5	8	93
Зависимость накопленной добычи от Ln(BHФ)	запасы	956	376	53	42	1 427
	КИН	0,548	0,303	0,315	1,022	0,447
Зависимость удельной добычи от накопленной	запасы	945	378	53	33	1 409
	КИН	0,542	0,305	0,314	0,808	0,441
Методика Максимова М.И.	запасы	1 054	385	57	40	1 537
	КИН	0,605	0,311	0,337	0,964	0,481
Методика Сазонова Б.Ф.	запасы	1 045	391	57	41	1 534
	КИН	0,599	0,315	0,334	1,007	0,480
Методика Камбарова Г.С.	запасы	1 044	381	61	43	1 529
	КИН	0,599	0,307	0,359	1,049	0,479
Blasingame	запасы	876	372	55	35	1 338
	КИН	0,502	0,300	0,324	0,847	0,419

3.2.4 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Нефтяное месторождение Акшабулак Восточный приурочено к одноименной структуре в непосредственной близости от разрабатываемого месторождения Акшабулак Центральный. Месторождение выявлено в 1987г Турланской геофизической экспедицией и открыто в 1989г по

результатам бурения скважины №2, когда из отложений юры (первоначально выделенный горизонт Ю-III) был получен первый фонтанный приток нефти.

В настоящее время недропользователями месторождения являются компании ТОО «СП «Казгермунай» и ТОО «Саутс Ойл».

Разработка месторождения находится на IV стадии, характеризующиеся интенсивным снижением темпа добычи нефти при постепенном увеличении обводненности продукции и выбытии добывающих скважин из эксплуатации.

На дату настоящего проекта разработка месторождения ведется согласно Проекту разработки 2022г.

На момент составления Настоящего проекта:

1. Были отобраны 2 глубинные пробы нефти по скважине №№39 («КГМ») по горизонту Ю-0-1 и скважине №2 («КГМ») по горизонту Ю-IIIк/т, которые позволили несколько уточнить флюидальную модель месторождения, а также выполнить требование ГКЗ (в рамках «Пересчета запасов ...» 2018г [34], Протокол ГКЗ РК №1963-18-У от 07.09.2018г) по отбору глубинной пробы нефти с проведением дифференцированного изучения свойств флюида, а также экспериментов по стандартному, дифференцированному и ступенчатому разгазированию ранее неизученного горизонта Ю-IIIк/т;
2. В качестве ГТМ по интенсификации добычи нефти проведены прострелочно-взрывные работы (ПВР) в интервалах карбонат-терригенного коллекторов Ю-IIIк/т по скважинам №2Д («СО») с опережением проектного плана (согласно проекту, предусмотрено на 2019г) и по скважине №2 («КГМ»), не предусмотренных действующим проектом;
3. Основной способ эксплуатации – механизированный. Все скважины оборудованы ЭЦН;
4. С начала разработки накопленная добыча составила 1280,9 тыс. т нефти и 5167,5 тыс.т жидкости. На дату составления данного проекта отбор от утвержденных извлекаемых запасов составляет 88,6%. Текущий КИН составил 0,395 доли ед. при утвержденных 0,447 доли ед.;
5. Система ППД организована с 2016г на I объекте закачкой холодной воды через 2 нагнетательные скважины на контрактной территории Саутс Ойл. Накопленная закачка составила 1040,4 тыс. м³;
6. С целью контроля за разработкой, мониторинга энергетического состояния залежей и определения гидродинамических свойств продуктивных горизонтов с 2018 проведено 16 гидродинамических исследований, в т.ч. 14 КВУ по 7 скважинам и 2 исследования КПУ по 2 скважинам (№33,44), замеры динамических и статических уровней (6) жидкости по всем действующим скважинам, замеры забойного и пластового давлений, по их результатам были определены средние текущие пластовые давления по объектам, которые характеризуются незначительным падением от начальных значений.

В целом, выполненный анализ показывает, что разработка месторождения проводится в определенной степени эффективно, но тем не менее требуется проведение дополнительных мероприятий с целью увеличения охвата пластов вытеснением.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождений, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется всей геолого-геофизической и геолого-промысловой информацией, полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2023 г. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

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

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

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

V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

V_{π}^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

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

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

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

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

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

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

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

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки по геолого-физическим характеристикам продуктивных отложений

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, определение «эксплуатационный объект» или «объект разработки» – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной УВ толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

В разрезе месторождения продуктивными являются юрские горизонты. Действующим проектом в общей сложности были выделены 2 основных эксплуатационных объекта и один возвратный объект:

- **I объект** – карбонат-терригенные (Ю-IIIк/т) и песчаные пласты (Ю-IIIп) горизонта Ю-III;
- **II объект** – горизонт Ю-II;
- **Возвратный объект** – горизонт Ю-0-1.

При проведении технологических расчетов с целью определения значений КИН эксплуатационных объектов и месторождения, существующее выделение и количество основных объектов осталось без изменений, согласно предыдущему проектному документу. При этом учитывались такие критерии, как сложившаяся система разработки объектов, величина геологических запасов подобъектных горизонтов, степень их выработанности запасов, физико-химические свойства флюидов (вязкость, газосодержание, давление насыщения), геолого-физические характеристики (начальное пластовое давление). Изменение ранее выделенных основных эксплуатационных объектов не представляется целесообразным и осталось без изменений.

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

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№	Параметры	Лицензионная территория ТОО "СП Казгермунай"				Лицензионная территория ТОО "Саутс Ойл"		Всего по I объекту
		Возвратный объект	II объект	I объект				
				Ю-0-1	Ю-II	Ю-III-к/т	Ю-III-п	
1	Средняя глубина залегания (по абсолютной отметке), м	-1681,6	-1812,4	-1903,7	-1908,9	-1911,4	-1917,3	-
2	Абсолютная отметка ВНК, м	-1690,1	-1818,4	-1935,4	-1935,4	-1935,4	-1935,4	-
3	Тип залежи	пластово-сводовые, тектонически и литологически экранированные	водоплавающая	пластово-сводовые, тектонически экранированные, литологически ограниченные	пластово-сводовые, тектонически экранированные	пластово-сводовые, тектонически экранированные, литологически ограниченные	пластово-сводовые, тектонически экранированные	-
4	Тип коллектора	поровый (терригенный)	поровый (терригенный)	смешанный (карбонатно-терригенный)	поровый (терригенный)	смешанный (карбонатно-терригенный)	поровый (терригенный)	-
5	Площадь нефтеносности В+С ₁ /C ₂ , тыс.м ²	295/1509	554/-	3078/-	4599/-	2524,4/-	1468,8/-	-
6	Средняя общая толщина, м	6,2	29,3	3,4	6,8	6,2	5,3	5,3
7	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,2	4,7	0,9	3	3,6	2,9	3
8	Пористость (по ГИС), %	26	27	21	25	21	25	23
9	Пористость (по керну), %	-	20,7	24,7	22,5	-	-	22,5
10	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,63	0,68	0,63	0,79	0,630*	0,790*	0,71
11	Проницаемость по ГДИС, мД	290,1	189,1	-	385,6	-	385,6*	385,6
12	Проницаемость по керну, мД	-	103	36,5	1509,2	-	-	1477,2
13	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,4	0,28	0,78	0,66	0,56	0,65	0,59
14	Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,2	3,8	1	1,9	2,57	1,21	1,8
15	Начальное пластовое давление, МПа	-	19,9	20,7	20,7	20,7*	20,7*	20,7
16	Давление насыщения нефти газом, МПа	5,6**	3,9	5,9	5,9	5,9*	5,9*	5,9
17	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,8**	2,1	1,6	1,6	1,6*	1,6*	1,6
18	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,763**	0,771	0,74	0,74	0,740*	0,740*	0,74
19	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,828**	0,834	0,832	0,832	0,832*	0,832*	0,832
20	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,162**	1,144	1,216	1,216	1,216*	1,216*	1,216
21	Плотность воды в поверхностных условиях, г/см3	-	1,04	1,067	1,071	1,067*	1,0705*	1,068
22	Содержание серы в нефти, %	0,11**	0,15	0,15	0,15	0,15*	0,15*	0,15
23	Содержание парафина в нефти, %	9,06**	8,76	8,76	8,76	8,76*	8,76*	8,76
24	Газосодержание нефти, м ³ /т	57,2**	37,2	63,8	63,8	63,8*	63,8*	63,8
25	Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	-	3,4	-	15,2	-	15,2*	15,2
26	Начальные геологические запасы нефти В+С ₁ /C ₂ , тыс.т	41/25	170/-	306/-	1527/-	600/-	640/-	3073/-
27	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С ₁ /C ₂ , тыс.т	29/8	57/-	96/-	875/-	143/-	269/-	1383/-
28	Плотность сетки скважин, га/скв.	29,5	55,4	307,8	65,7	50,5	21	41,2
29	Среднее расстояние между скважинами, м	543	744	1754	811	711	458	642

Примечание: * – по аналогии со скважинами «КГМ»
** – по аналогии с соседним месторождением Акшабулак Центральный

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

В связи с тем, что месторождение находится на завершающей стадии, почти все извлекаемые запасы нефти выработаны, а продуктивная площадь полностью разбурена, рассмотрены в основном мероприятия по переводу скважин между объектами и бурение 1 скважины на основной I объект.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки. Основные положения рассмотренных вариантов представлены в таблице 3.6.2.

Вариант 1 является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей на сегодня системы разработки месторождения. В пределах контрактной территории «Казгермунай» разработка I эксплуатационного объекта будет продолжаться фондом из 5 скважин, в эксплуатации на II и возвратном объектах будут находиться по одной скважине №34 и №39 соответственно. Разработка контрактной территории «Саутс Ойл» по I объекту будет вестись 4 добывающими скважинами, реализация ППД посредством 2 нагнетательных скважин.

Вариант 2 (рекомендуемый) дополнительно к проектным решениям 1 варианта предполагает по контрактной территории «Казгермунай» ввод из бурения в 2026г скважины №71 на I объект. По контрактной территории «Саутс Ойл» предусмотрен ввод в эксплуатацию из наблюдательного фонда скважины №21 в 2026г.

В таблице 3.4.1 представлена адресная программа геолого-технических мероприятий согласно рекомендуемому 2 варианту разработки.

Таблица 3.4.1 – Адресная программа ГТМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ скв	Год	Объект	Вид ГТМ	Дебит нефти, т/сут
71	2026	I-КГМ	Ввод из бурения	14,0
21	2026	I-СО	Ввод из наблюдательного фонда	1,9
39	2026	Возв.	Ввод из наблюдательного фонда	6,3

3.4.3 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

При составлении настоящего проекта использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчетные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях эксплуатации скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

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

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{cp} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сэ}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

τ - время работы скважин, сут.;

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

n - общее число скважин (добывающих и нагнетательных), ед.;

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

$P_{сэ}$ - забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

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

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

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_{и} = Q_6 \cdot \text{КИН}$$

где

Q_6 – балансовые запасы нефти;

КИН – коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

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

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

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

где

S – площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

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

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

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

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A$$

где

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

$K_{3к}$ - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

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

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

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

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

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \cdot b_H$$

$$\mu_* = \frac{\mu_H}{\mu_B} \cdot K_2^{1.5}$$

где

ρ_B, ρ_H – плотности воды и нефти;

b_H – объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

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

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_{30H}^2 + 1}{\frac{V_{30H}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1$$

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

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

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

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

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fi}^{\square} = Q_i \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

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

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

Объем закачки вытесняющего агента:

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

где

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

ε_3 - теряемая доля закачиваемого агента.

Следует отметить, что коэффициент надежности K_4 в данных расчетах имеет переменный характер, так как он прямо пропорционален текущему годовому темпу отбора извлекаемых запасов и, соответственно, коэффициенты извлечения, как по нефти, так и по жидкости, в прогнозный период будут изменяться.

3.4.4 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения ($K_{охв}$) понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения ко всему поровому объему пласта.

Для расчета коэффициента охвата процессом вытеснения использована следующая формула:

$$K_{охв} = k_1' \cdot k_1'',$$

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон;

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $h_{н min}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку, отсюда:

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

где $h_{эф.внз}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

В свою очередь, доля геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной:

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

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

Коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов (k_1'') получен по формуле:

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

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной или избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$. В случае, когда залежь разрабатывается на естественном активном упруговодогазонапорном или водонапорном режимах без искусственного ППД, $m_p = 2$;

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, км².

Как было указано выше, в формуле КИН коэффициент K_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке воды (вытесняющего агента). Его величина зависит от различия физических свойств нефти и воды (вытесняющего агента), проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и воды (рабочего агента) и от хаотической микронеоднородности пористой среды (подробнее в разделе 2.4).

Учитывая многопластовое сложное геологическое строение разрабатываемых объектов, рекомендуется предусмотреть резервный фонд скважин в количестве до 10% от общего фонда, что составляет 1 ед. (скважина №71), с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда. Сроки бурения скважин резервного фонда и их местоположение определять после ввода в эксплуатацию основного фонда скважин, изучения геологической неоднородности пласта и состояния разработки объекта.

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

Общие положения

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

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

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

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

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

Экономическая оценка проводилась по двум контрактным территориям, ТОО СП «Казгермунай» и ТОО «Саутс Ойл».

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

ТОО СП Казгермунай

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, согласно макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2028 г. изменяются с учетом инфляции 3,5%. Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.5.1). Газ и СУГ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок. Цена газа фиксированная, установлена по Государственной программе.

Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

ТОО Саутс Ойл

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть,

цена с 2023 года изменяется с учетом инфляции 2,5% (таблица 3.5.1). Товарная продукция будет реализовываться на ближнее зарубежье и внутренний рынок (таблица 3.5.1).

Транспорт продукции

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

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед.изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ТОО СП «Казгермунай»							
Реализация по направлениям							
НЕФТИ							
На экспорт	%	12%	30%	61%	67%	60%	47%
ПКОП	%	41%	38%	34%	33%	40%	53%
ПНХЗ	%	47%	32%	5%	0%	0%	0%
ТОВАРНОГО ГАЗА							
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ							
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)							
экспорт	тг/тонн	11955,49	12439,94	12704,87	12980,40	13266,95	13564,96
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	2922,90	3183,68	3183,68	3183,68	3183,68	3183,68
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	3879,61	4186,02	4186,02	4186,02	4186,02	4186,02
Цены по направлениям (нефть)							
экспорт с учетом скидки	тг/тонн	320414,61	294397,28	277012,30	277012,30	277012,3	277012,3
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	87867,16	74000,00	79000,00	83000,00	88000,00	93000,00
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	84998,93	65000,00	70000,00	73000,00	78000,00	81000,00
Цена реализации СУГ	тг/тонн	33600,00	33600,00	34944,00	36341,76	37795,43	39307,25
Цена реализации товарного газа	тг./тыс.м.3	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
Скидка на экспорт	тг/тонн	17816	18532	18532	18532	18532	18532
Курс доллара	тг/долл	460.165	470	470	470	470	470
ТОО «Саутс ойл»							
Реализация по направлениям							
экспорт	%	65	65	65	65	65	65
на внутренний рынок	%	35	35	35	35	35	35
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)							
экспорт	тг/тонн	9430,00	8610,00	8610,00	8610,00	8610,00	8610,00
на внутренний рынок	тг/тонн	2704,80	2469,60	2469,60	2469,60	2469,60	2469,60
Цены по направлениям (нефть)							
экспорт	тг/тонн	244720,00	244720,00	244720,00	244720,00	244720,00	244720,00
на внутренний рынок	тг/тонн	76666,67	75000,00	75000,00	75000,00	75000,00	75000,00
Курс доллара	тг/долл	460	470	470	470	470	470

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85% (WACC НК КМГ), для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) для территории ТОО СП Казгермунай. Для территории ТОО Саутс Ойл введена ставка 10%.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- ГТМ.
- Приобретение ОС.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

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

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

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и нефти.

На месторождении не числится производственного персонала, весь персонал относится к Акшабулаку Центральному. В связи с этим отсутствуют расходы по ФОТ производственного персонала.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин. Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2 и 3.5.3.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции в 2023-5%, 2024 – 4,5%, с 2025г -3,5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

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 3.5.4.

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат, ТОО СП «Казгермунай»

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Расход химреагентов		
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,08
Расход химреагентов для подготовки газа (Заменитель метанола)	кг/сутки	34
Стоимость химреагентов:		
Химреагенты для ППН	тг/кг	707,00
Расход химреагентов для подготовки газа (Заменитель метанола)	тг/кг	200,89
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	3,9
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	1045,7
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	4,7
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс. тг./скв	21565,0
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	223,7
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	125,6
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	785,9
НИОКР	%	1
Электроэнергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/квтч	16,94
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	12,93
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну нефти	квт.ч/тн	30,22
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	квт.ч/тн	9,20
Расход э/энергии при ПГ	квт.ч/тыс.м3	246,28
Затраты на обучение	%	1
Затраты на оплату труда АУП		
Показатель потребности в АУП	чел/скв	0,80
ФОТ АУП на 1 работника АУП в месяц	тг	2375235,0
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	13857,98

Таблица 3.5.3 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат, ТОО «Саутс ойл»

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Расход химреагентов для подготовки нефти		
ингибитор коррозии.	гр/т жидкости	20,0
деэмульгатор-диссолван.	кг/тн	75,00
Стоимость химреагентов:		
деэмульгатор-диссолван.	тг/г	2,34
Расход химреагентов для ППД	тг/г	0,720
Затраты на текущий ремонт 1 скважины	тыс. тг./скв	163,6
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	4,0
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	36,8
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	711,3
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	170,4
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	51,5
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	14,2
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс. тг./скв	81,4
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	223,7
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	1175,8
Затраты на топливо	тыс.тг./т.нефти	270,5
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	3,2

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Э/энергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг/100кВтч	13,99
Расход э/энергии на мех. добычу	кВт.ч/тн.ж.	0,10
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну нефти	кВт.ч/тн	0,1
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	кВт.ч/тн	0,40
Затраты на оплату труда ОПП		
Показатель потребности в ОПП	чел/скв	0,80
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	184 000
Затраты на обучение казахстанских специалистов, от затрат на добычу	%	1
Затраты на оплату труда АУП		
Показатель потребности в АУП	чел/скв	1,00
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тг	310500
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	4027,98
Социально-экономическое развитие региона	тыс.тг/в год	21000

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

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

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.55);
- 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 - 9.5%, с 2025г -11%;
- Социальные отчисления - 3,5%, с 2025г – 5%;

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчисления упрядняется.

- ОСМС – 3%;

Таблица 3.5.5- Ставки налога на добычу

№ п/п	Мировая цена	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.6 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.7- Шкала экспортной таможенной пошлины

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

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2 вариантах по контрактной территории КГМ и 2 варианта по территории СО, по выделенным объектам разработки, по территориям недропользователей и в сумме по месторождению.

В качестве рекомендуемого принят II вариант разработки по контрактной территории КГМ и II вариант по СО, в процессе реализации которых достигаются максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого III варианта разработки по КГМ экономически рентабельный период приходится на 2035г (I, II, возвратный объекты). По контрактной территории СО при реализации II рекомендуемого варианта проектно-рентабельный период также приходится на 2035г.

За период разработки накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2035г) составит 1492 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,454 доли ед. Проектный уровень добычи жидкости составит 540 тыс. т. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 99%. Прогнозные технологические показатели разработки месторождения в целом согласно рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.13-4.1.14.

Проектные уровни добычи нефти с учетом темпа отбора от НИЗ по эксплуатационным объектам приведены ниже:

- I объект («КГМ») – 20,4 тыс. т при темпе отбора 2,1%;
- I объект («СО») – 9,6 тыс. т при темпе отбора 2,3%;
- В целом по I объекту – 30 тыс. т при темпе отбора 2,2%;
- II объект («КГМ») – 0,9 тыс. т при темпе отбора 1,6%;
- Возвратный объект («КГМ») – 3,1 тыс. т при темпе отбора 10,8%;
- В целом по «КГМ» – 22,7 тыс. т при темпе отбора 2,2%;
- В целом по месторождению – 32,4 тыс. т при темпе отбора 2,2%.

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов согласно рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.14. Прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению по дополнительным вариантам представлены в таблицах П.4.1.1-П. 4.1.22 в табличных приложениях.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. I объект территории КГМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	6	1	16,1	0	0	0	5	5	0	12,9	178,1	0,0
2026	1	1	0	7	0	18,3	0	0	0	6	6	0	10,1	167,8	0,0
2027	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	6	6	0	7,9	157,0	0,0
2028	0	0	0	7	0	18,3	0	1	0	5	5	0	6,5	154,6	0,0
2029	0	0	0	7	0	18,3	0	1	0	4	4	0	6,8	149,4	0,0
2030	0	0	0	7	0	18,3	0	1	0	3	3	0	7,6	141,2	0,0
2031	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	7,0	135,3	0,0
2032	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	6,2	135,3	0,0
2033	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	5,8	135,3	0,0
2034	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	5,4	135,3	0,0
2035	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	4,6	135,3	0,0
2036	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	3,9	135,3	0,0
2037	0	0	0	7	0	18,3	0	0	0	3	3	0	3,3	135,3	0,0

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект территории КГМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	16,9	1,7	14,3	913,6	90,0	0,519	234,2	234,2	2835,3	2835,3	92,8	0,0	0,0	0,0	1,078	46,114
2026	18,4	1,8	18,2	932,0	91,8	0,530	306,3	306,3	3141,6	3141,6	94,0	0,0	0,0	0,0	1,158	47,272
2027	15,9	1,6	19,2	947,9	93,4	0,539	315,5	315,5	3457,2	3457,2	94,9	0,0	0,0	0,0	1,003	48,275
2028	12,2	1,2	18,3	960,2	94,6	0,546	293,5	293,5	3750,6	3750,6	95,8	0,0	0,0	0,0	0,770	49,046
2029	10,5	1,0	19,2	970,7	95,6	0,552	231,7	231,7	3982,4	3982,4	95,5	0,0	0,0	0,0	0,662	49,708
2030	9,1	0,9	20,6	979,8	96,5	0,557	170,0	170,0	4152,4	4152,4	94,6	0,0	0,0	0,0	0,572	50,281
2031	7,2	0,7	20,6	987,1	97,2	0,561	140,8	140,8	4293,2	4293,2	94,9	0,0	0,0	0,0	0,456	50,737
2032	6,5	0,6	23,2	993,6	97,9	0,565	140,8	140,8	4433,9	4433,9	95,4	0,0	0,0	0,0	0,408	51,145
2033	6,1	0,6	28,3	999,6	98,5	0,568	140,8	140,8	4574,7	4574,7	95,7	0,0	0,0	0,0	0,381	51,526
2034	5,6	0,6	36,5	1005,2	99,0	0,571	140,8	140,8	4715,5	4715,5	96,0	0,0	0,0	0,0	0,352	51,879
2035	4,8	0,5	48,7	1010,0	99,5	0,574	140,8	140,8	4856,3	4856,3	96,6	0,0	0,0	0,0	0,299	52,177
2036	4,0	0,4	80,5	1014,0	99,9	0,576	140,8	140,8	4997,1	4997,1	97,1	0,0	0,0	0,0	0,254	52,431
2037	3,4	0,3	100,0	1017,4	100,2	0,578	140,8	140,8	5137,8	5137,8	97,6	0,0	0,0	0,0	0,215	52,646

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. II объект территории КГМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	1	1	3,3	0	0	0	1	1	0	2,5	57,6	0,0
2026	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	2,3	65,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	2,0	65,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,8	65,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,6	65,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,4	65,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,3	65,0	0,0
2032	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,2	65,0	0,0
2033	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,1	65,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	1,0	65,0	0,0
2035	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	0,9	65,0	0,0
2036	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	0,8	65,0	0,0
2037	0	0	0	1	0	3,3	0	0	0	1	1	0	0,7	65,0	0,0

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект территории КГМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,7	1,2	11,4	51,5	90,4	0,303	16,4	16,4	223,2	223,2	95,7	0,0	0,0	0,0	0,025	2,362
2026	0,8	1,4	14,8	52,3	91,8	0,308	22,5	22,5	245,7	245,7	96,4	0,0	0,0	0,0	0,030	2,392
2027	0,7	1,2	15,0	53,0	93,0	0,312	22,5	22,5	268,3	268,3	96,9	0,0	0,0	0,0	0,026	2,418
2028	0,6	1,1	15,4	53,6	94,1	0,316	22,5	22,5	290,8	290,8	97,3	0,0	0,0	0,0	0,023	2,441
2029	0,5	1,0	16,4	54,2	95,1	0,319	22,5	22,5	313,4	313,4	97,6	0,0	0,0	0,0	0,020	2,461
2030	0,5	0,9	17,8	54,7	95,9	0,322	22,5	22,5	335,9	335,9	97,8	0,0	0,0	0,0	0,019	2,480
2031	0,5	0,8	19,7	55,1	96,7	0,324	22,5	22,5	358,4	358,4	98,0	0,0	0,0	0,0	0,017	2,497
2032	0,4	0,7	22,3	55,6	97,5	0,327	22,5	22,5	381,0	381,0	98,2	0,0	0,0	0,0	0,015	2,512
2033	0,4	0,7	26,1	55,9	98,1	0,329	22,5	22,5	403,5	403,5	98,3	0,0	0,0	0,0	0,014	2,526
2034	0,3	0,6	32,0	56,3	98,7	0,331	22,5	22,5	426,0	426,0	98,5	0,0	0,0	0,0	0,013	2,539
2035	0,3	0,5	42,9	56,6	99,3	0,333	22,5	22,5	448,6	448,6	98,6	0,0	0,0	0,0	0,012	2,550
2036	0,3	0,5	68,3	56,9	99,8	0,335	22,5	22,5	471,1	471,1	98,7	0,0	0,0	0,0	0,011	2,561
2037	0,3	0,5	100,0	57,1	100,2	0,336	22,5	22,5	493,7	493,7	98,9	0,0	0,0	0,0	0,010	2,571

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. Возвратный объект территории КГМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	0	0	0	6,9	48,0	0,0
2026	0	0	0	1	1	3,6	0	0	0	1	1	0	5,0	66,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	4,2	66,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	3,6	66,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	3,0	66,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	2,5	66,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	2,1	66,0	0,0
2032	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	1,8	66,0	0,0
2033	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	1,5	66,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	1,3	66,0	0,0
2035	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	1,1	66,0	0,0
2036	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	0,9	66,0	0,0
2037	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	1	1	0	0,7	66,0	0,0

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Возвратный объект территории КГМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	1,7	4,4	15,7	30,6	76,6	0,464	12,1	12,1	133,8	133,8	85,6	0,0	0,0	0,0	0,100	2,890
2026	1,5	3,8	16,1	32,1	80,3	0,487	19,8	19,8	153,6	153,6	92,4	0,0	0,0	0,0	0,089	2,980
2027	1,5	3,7	18,6	33,6	84,0	0,509	22,9	22,9	176,5	176,5	93,6	0,0	0,0	0,0	0,087	3,067
2028	1,2	3,1	19,3	34,8	87,1	0,528	22,9	22,9	199,4	199,4	94,6	0,0	0,0	0,0	0,073	3,140
2029	1,1	2,7	21,1	35,9	89,8	0,544	24,1	24,1	223,5	223,5	95,5	0,0	0,0	0,0	0,065	3,204
2030	0,9	2,2	21,4	36,8	92,0	0,558	22,9	22,9	246,4	246,4	96,2	0,0	0,0	0,0	0,052	3,256
2031	0,7	1,8	22,9	37,5	93,8	0,569	22,9	22,9	269,3	269,3	96,8	0,0	0,0	0,0	0,043	3,300
2032	0,6	1,5	25,0	38,1	95,4	0,578	22,9	22,9	292,2	292,2	97,3	0,0	0,0	0,0	0,037	3,336
2033	0,5	1,3	28,0	38,7	96,7	0,586	22,9	22,9	315,1	315,1	97,7	0,0	0,0	0,0	0,031	3,367
2034	0,4	1,1	32,7	39,1	97,8	0,592	22,9	22,9	337,9	337,9	98,1	0,0	0,0	0,0	0,026	3,393
2035	0,4	0,9	40,9	39,5	98,7	0,598	22,9	22,9	360,8	360,8	98,4	0,0	0,0	0,0	0,022	3,415
2036	0,3	0,8	58,3	39,8	99,4	0,603	22,9	22,9	383,7	383,7	98,7	0,0	0,0	0,0	0,018	3,433
2037	0,3	0,6	100,0	40,0	100,1	0,607	22,9	22,9	406,6	406,6	98,9	0,0	0,0	0,0	0,015	3,448

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. По территории КГМ в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	9	2	23,0	0	0	0	6	6	0	10,5	141,9	0,0
2026	1	1	0	10	1	25,2	0	0	0	8	8	0	8,4	141,0	0,0
2027	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	8	8	0	6,7	133,5	0,0
2028	0	0	0	10	0	25,2	0	1	0	7	7	0	5,4	130,8	0,0
2029	0	0	0	10	0	25,2	0	1	0	6	6	0	5,4	123,0	0,0
2030	0	0	0	10	0	25,2	0	1	0	5	5	0	5,5	113,5	0,0
2031	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	4,9	107,4	0,0
2032	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	4,3	107,4	0,0
2033	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	4,0	107,4	0,0
2034	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	3,7	107,4	0,0
2035	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	3,1	107,4	0,0
2036	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	2,7	107,4	0,0
2037	0	0	0	10	0	25,2	0	0	0	5	5	0	2,3	107,4	0,0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. По территории КГМ 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.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	19,4	1,7	14,3	995,7	89,5	0,499	262,6	262,6	3192,3	3192,3	92,6	0,0	0,0	0,0	1,204	51,366
2026	20,7	1,9	17,8	1016,5	91,4	0,509	348,7	348,7	3541,0	3541,0	94,1	0,0	0,0	0,0	1,278	52,644
2027	18,1	1,6	19,0	1034,6	93,0	0,518	361,0	361,0	3902,0	3902,0	95,0	0,0	0,0	0,0	1,116	53,760
2028	14,1	1,3	18,2	1048,7	94,3	0,525	338,9	338,9	4240,9	4240,9	95,8	0,0	0,0	0,0	0,866	54,626
2029	12,2	1,1	19,2	1060,8	95,4	0,531	278,4	278,4	4519,2	4519,2	95,6	0,0	0,0	0,0	0,748	55,374
2030	10,5	0,9	20,5	1071,3	96,3	0,537	215,4	215,4	4734,7	4734,7	95,1	0,0	0,0	0,0	0,643	56,016
2031	8,4	0,8	20,7	1079,8	97,1	0,541	186,2	186,2	4920,9	4920,9	95,5	0,0	0,0	0,0	0,516	56,533
2032	7,5	0,7	23,3	1087,3	97,8	0,545	186,2	186,2	5107,1	5107,1	96,0	0,0	0,0	0,0	0,460	56,993
2033	7,0	0,6	28,1	1094,2	98,4	0,548	186,2	186,2	5293,3	5293,3	96,3	0,0	0,0	0,0	0,426	57,419
2034	6,4	0,6	35,9	1100,6	99,0	0,551	186,2	186,2	5479,5	5479,5	96,6	0,0	0,0	0,0	0,391	57,810
2035	5,4	0,5	47,7	1106,0	99,5	0,554	186,2	186,2	5665,7	5665,7	97,1	0,0	0,0	0,0	0,332	58,142
2036	4,6	0,4	77,7	1110,7	99,9	0,556	186,2	186,2	5851,9	5851,9	97,5	0,0	0,0	0,0	0,282	58,425
2037	3,9	0,4	100,0	1114,6	100,2	0,558	186,2	186,2	6038,1	6038,1	97,9	0,0	0,0	0,0	0,240	58,665

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. I объект территории СО. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	4	4	2	3,7	74,2	108,5
2026	0	0	0	9	1	14,2	0	0	0	5	5	2	3,6	73,0	120,9
2027	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	5	5	2	3,1	74,9	137,4
2028	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	5	5	2	2,8	75,1	137,5
2029	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	5	5	2	2,5	75,4	137,6
2030	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	5	5	2	2,2	75,6	137,8
2031	0	0	0	9	0	14,2	0	1	0	4	4	2	2,1	72,3	118,4
2032	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	4	4	2	2,1	68,3	99,6
2033	0	0	0	9	0	14,2	0	0	0	4	4	2	1,9	68,7	99,9
2034	0	0	0	9	0	14,2	0	4	2	0	0	0	1,7	69,0	100,2

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект территории СО. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	4,8	1,2	12,6	378,5	91,9	0,305	97,8	97,8	3191,4	3191,4	95,0	75,3	1410,4	80,0	0,019	3,693
2026	5,4	1,3	16,2	383,9	93,2	0,310	108,9	108,9	3300,3	3300,3	95,0	83,8	1494,2	80,0	0,342	4,035
2027	5,1	1,2	18,3	389,1	94,4	0,314	124,4	124,4	3424,8	3424,8	95,9	95,3	1589,5	80,0	0,323	4,358
2028	4,6	1,1	20,0	393,7	95,5	0,318	124,8	124,8	3549,6	3549,6	96,3	95,3	1684,8	80,0	0,288	4,646
2029	4,1	1,0	22,3	397,7	96,5	0,321	125,2	125,2	3674,7	3674,7	96,7	95,4	1780,3	80,0	0,257	4,904
2030	3,6	0,9	25,6	401,4	97,4	0,324	125,6	125,6	3800,3	3800,3	97,1	95,5	1875,8	80,0	0,229	5,133
2031	3,2	0,8	29,9	404,6	98,2	0,327	107,9	107,9	3908,3	3908,3	97,1	82,1	1957,9	80,0	0,200	5,333
2032	2,8	0,7	37,1	407,3	98,9	0,329	90,8	90,8	3999,0	3999,0	97,0	69,1	2027,0	80,0	0,173	5,506
2033	2,5	0,6	52,7	409,8	99,5	0,331	91,2	91,2	4090,2	4090,2	97,3	69,3	2096,3	80,0	0,155	5,661
2034	2,2	0,5	99,2	412,0	100,0	0,333	91,7	91,7	4181,9	4181,9	97,6	69,5	2165,9	80,0	0,138	5,799

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. По месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	17	2	37,2	0	0	0	10	10	2	7,6	113,7	108,5
2026	1	1	0	18	2	39,4	0	0	0	13	13	2	6,6	115,4	120,9
2027	0	0	0	18	0	39,4	0	0	0	13	13	2	5,3	111,2	137,4
2028	0	0	0	18	0	39,4	0	1	0	12	12	2	4,4	109,0	137,5
2029	0	0	0	18	0	39,4	0	1	0	11	11	2	4,1	102,8	137,6
2030	0	0	0	18	0	39,4	0	1	0	10	10	2	4,0	95,8	137,8
2031	0	0	0	18	0	39,4	0	1	0	9	9	2	3,6	91,2	118,4
2032	0	0	0	18	0	39,4	0	0	0	9	9	2	3,4	90,4	99,6
2033	0	0	0	18	0	39,4	0	0	0	9	9	2	3,1	90,6	99,9
2034	0	0	0	18	0	39,4	0	4	2	5	5	0	2,8	90,7	100,2
2035	0	0	0	18	0	39,4	0	0	0	5	5	0	3,1	107,4	0,0
2036	0	0	0	18	0	39,4	0	0	0	5	5	0	2,7	107,4	0,0
2037	0	0	0	18	0	39,4	0	0	0	5	5	0	2,3	107,4	0,0

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 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.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2025	24,2	1,6	13,9	1374,2	90,2	0,425	360,4	360,4	6383,7	6383,7	93,3	75,3	1410,4	1,223	55,059
2026	26,2	1,7	17,5	1400,4	91,9	0,433	457,6	457,6	6841,3	6841,3	94,3	83,8	1494,2	1,620	56,679
2027	23,3	1,5	18,8	1423,7	93,4	0,440	485,4	485,4	7326,7	7326,7	95,2	95,3	1589,5	1,439	58,118
2028	18,7	1,2	18,6	1442,3	94,6	0,446	463,7	463,7	7790,4	7790,4	96,0	95,3	1684,8	1,155	59,272
2029	16,3	1,1	19,9	1458,6	95,7	0,451	403,6	403,6	8194,0	8194,0	96,0	95,4	1780,3	1,005	60,277
2030	14,1	0,9	21,6	1472,7	96,6	0,455	341,0	341,0	8535,0	8535,0	95,9	95,5	1875,8	0,872	61,150
2031	11,6	0,8	22,6	1484,3	97,4	0,459	294,2	294,2	8829,1	8829,1	96,1	82,1	1957,9	0,716	61,865
2032	10,3	0,7	25,9	1494,6	98,1	0,462	277,0	277,0	9106,1	9106,1	96,3	69,1	2027,0	0,634	62,499
2033	9,4	0,6	32,0	1504,0	98,7	0,465	277,4	277,4	9383,5	9383,5	96,6	69,3	2096,3	0,581	63,080
2034	8,6	0,6	42,9	1512,6	99,3	0,468	277,9	277,9	9661,4	9661,4	96,9	69,5	2165,9	0,529	63,609
2035	5,4	0,4	47,6	1518,0	99,6	0,469	186,2	186,2	9847,6	9847,6	97,1	0,0	2165,9	0,332	63,941
2036	4,6	0,3	77,4	1522,7	99,9	0,471	186,2	186,2	10033,8	10033,8	97,5	0,0	2165,9	0,282	64,224
2037	3,9	0,3	100,0	1526,6	100,2	0,472	186,2	186,2	10220,0	10220,0	97,9	0,0	2165,9	0,240	64,464

4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по двум представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование — метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения ТОО СП «Казгермунай» по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5, по месторождению ТОО «Саутс Ойл» в таблицах 4.2.6-4.2.10. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.13.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	-	2035
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
ПВР (прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	7 263	-	-	7 263	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	7 263	-	-	7 263	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	7 969	-	-	7 969	-	-	-	-

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НДС (с выручки)	тыс.тг	795 951,31	135 232,27	101 607,04	83 305,66	62 693,40	65 965,59	73 426,62	60 600,41
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	275 460,29	12 602,24	14 429,47	15 078,79	15 606,55	18 068,44	22 441,00	23 226,44
Налог на имущество	тыс.тг	57 364,50	9 494,55	8 070,37	6 910,61	5 924,82	5 036,10	4 280,69	3 638,58
Прочие налоги	тыс.тг	35 339,60	1 954,19	2 055,78	2 148,29	2 223,48	2 301,30	2 381,85	2 465,21
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 416 924,16	114 043,66	269 972,04	642 559,75	588 049,61	431 915,24	269 457,69	222 396,57
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 811 125,35	81 661,57	218 620,38	552 858,92	505 958,35	371 620,21	231 841,61	184 879,41
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 510 806,94	64 486,94	149 587,21	365 873,98	297 040,13	219 259,50	86 672,68	71 761,03
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	630,03	16,91	197,14	272,57	47,01	19,94	16,42	13,46
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	2 266 107,97	183 185,67	236 913,74	452 119,35	393 515,13	297 298,86	208 668,00	158 549,87
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 475 397,78	144 432,01	176 776,62	368 082,67	300 256,18	209 917,18	141 327,54	83 554,03
Общие поступления Государству	тыс.тг	11 053 205,29	476 645,47	975 015,72	2 322 599,28	2 045 927,86	1 489 471,20	893 660,86	689 884,20
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	454 149,07	33 173,01	34 426,99	50 367,60	47 774,63	43 042,21	37 619,06	35 419,99
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-341 802,25	-102 059,26	-67 180,05	-32 938,06	-14 918,77	-22 923,38	-35 807,57	-25 180,41
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	11 849 156,61	611 877,74	1 076 622,76	2 405 904,93	2 108 621,26	1 555 436,79	967 087,48	750 484,61

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	11	12	13	14	15	16	17
НДС (с выручки)	тыс.тг	50 072,08	41 414,64	34 285,52	28 407,36	23 555,11	19 316,56	16 069,07
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	24 039,36	24 880,74	25 751,57	22 210,73	18 390,48	19 034,15	19 700,34
Налог на имущество	тыс.тг	3 092,80	2 628,88	2 234,54	1 899,36	1 614,46	1 372,29	1 166,45
Прочие налоги	тыс.тг	2 551,50	2 640,80	2 733,23	2 823,55	2 916,86	3 018,95	3 124,61
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	195 247,95	161 494,30	133 698,50	123 812,28	102 666,85	84 194,79	77 414,91
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	156 279,22	124 891,13	105 448,81	88 860,80	71 192,85	64 870,74	52 141,35
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	59 534,17	49 492,71	41 236,11	34 224,97	28 392,67	23 492,92	19 751,91
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	11,08	9,11	7,50	6,18	5,10	4,16	3,44
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	113 560,10	80 066,88	54 336,84	39 370,16	33 071,71	14 032,16	1 419,50
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	36 872,86	13 018,48	1 160,21	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	541 116,95	417 708,38	332 321,78	284 800,68	234 695,88	190 703,59	158 653,44
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	33 127,66	31 239,53	27 590,09	23 633,10	19 673,01	19 175,96	17 886,22
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-16 944,42	-10 175,10	-6 695,43	-4 774,26	-3 882,09	-140,60	1 817,15
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	591 189,03	459 123,02	366 607,30	313 208,04	258 250,98	210 020,15	174 722,51

Таблица 4.2.3 - Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нефть	тыс.тонн	142,322	14,79	17,23	22,69	18,90	15,50	12,35	9,85
Товарный газ	млн. м3	8,661	0,88	1,03	1,39	1,16	0,95	0,76	0,60
СУГ	тыс. тонн	0,826	0,08	0,10	0,13	0,11	0,09	0,07	0,06
Продажа продукции по направлениям									
Нефти									
на экспорт	тыс. тонн	67,759	1,77	5,17	13,84	12,66	9,30	5,80	4,63
на внутренний рынок	тыс. тонн	74,563	13,01	12,06	8,85	6,24	6,20	6,54	5,22

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Товарного газа									
на внутренний рынок	млн.м3	8,661	0,88	1,03	1,39	1,16	0,95	0,76	0,60
СУГ									
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,826	0,08	0,10	0,13	0,11	0,09	0,07	0,06
Цена реализации продукции									
Нефти									
на экспорт	тг/тонн		320 414,61	294 397,28	277 012,30	277 012,30	277 012,30	277 012,30	286 707,73
на внутренний рынок	тг/тонн		86 335,27	69 885,71	77 846,15	83 000,00	88 000,00	93 000,00	96 255,00
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
СУГ									
на внутренний рынок	тг/тонн		33 600,00	33 600,00	34 944,00	36 341,76	37 795,43	39 307,25	40 683,00
Производственный доход от реализации									
Нефти									
на экспорт	тг тыс	19 609 742,93	568 612,54	1 521 542,47	3 833 509,91	3 508 302,54	2 576 805,26	1 607 583,93	1 326 817,42
на внутренний рынок	тг тыс	6 596 171,15	1 123 553,56	842 782,43	688 762,46	517 744,16	545 725,14	608 605,07	502 311,44
Товарного газа									
на внутренний рынок	тг тыс	5 209,81	528,99	620,71	835,52	697,48	572,24	455,52	359,45
СУГ									
на внутренний рынок	тг тыс	31 546,66	2 853,04	3 322,16	4 615,84	4 003,36	3 415,88	2 827,93	2 332,49
Итоговый производственный доход	тг тыс	26 242 670,55	1 695 548,13	2 368 267,77	4 527 723,72	4 030 747,54	3 126 518,51	2 219 472,45	1 831 820,80

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Нефть	тыс.тонн	7,86	6,28	5,02	4,02	3,22	2,55	2,05
Товарный газ	млн. м3	0,48	0,38	0,31	0,25	0,20	0,16	0,12
СУГ	тыс. тонн	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
Продажа продукции по направлениям								
Нефти								
на экспорт	тыс. тонн	3,69	2,95	2,36	1,89	1,51	1,20	0,96
на внутренний рынок	тыс. тонн	4,17	3,33	2,66	2,13	1,71	1,35	1,09
Товарного газа								
на внутренний рынок	млн.м3	0,48	0,38	0,31	0,25	0,20	0,16	0,12
СУГ								
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
Цена реализации продукции								
Нефти								
на экспорт	тг/тонн	296 742,50	307 128,49	317 877,99	329 003,72	340 518,85	352 437,01	364 772,30
на внутренний рынок	тг/тонн	99 623,93	103 110,76	106 719,64	110 454,83	114 320,75	118 321,97	122 463,24
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
СУГ								
на внутренний рынок	тг/тонн	42 106,91	43 580,65	45 105,97	46 684,68	48 318,64	50 009,80	51 760,14
Производственный доход от реализации								
Нефти								
на экспорт	тг тыс	1 096 328,28	906 799,61	750 724,64	622 032,65	515 798,06	422 994,44	351 891,19
на внутренний рынок	тг тыс	415 052,01	343 299,55	284 212,11	235 491,42	195 272,74	160 138,80	133 220,27
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг тыс	289,57	231,18	184,71	147,68	118,15	93,56	75,06
СУГ								
на внутренний рынок	тг тыс	1 925,71	1 591,25	1 315,88	1 088,92	901,66	738,96	613,59
Итоговый производственный доход	тг тыс	1 513 595,57	1 251 921,58	1 036 437,33	858 760,68	712 090,61	583 965,75	485 800,10

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	192 417,83	16 801,38	20 583,86	28 463,80	24 556,81	20 847,35	17 182,61	14 148,49	11 714,19
Затраты на химреагенты	тыс.тг	54 595,92	3 330,53	3 642,09	4 145,17	4 046,91	3 962,30	3 883,56	3 841,15	3 829,06
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	375,33	19,41	24,45	25,55	26,45	27,37	28,33	29,32	30,35
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	101 116,29	5 228,52	6 587,94	6 884,40	7 125,35	7 374,74	7 632,85	7 900,00	8 176,50
Проекты отвода земель	тыс.тг	456,93	23,63	29,77	31,11	32,20	33,33	34,49	35,70	36,95
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	766 970,78	107 824,80	45 286,42	47 324,31	48 980,66	50 694,98	52 469,30	54 305,73	56 206,43
Содержание автодорог	тыс.тг	21 627,68	1 118,32	1 409,09	1 472,50	1 524,04	1 577,38	1 632,58	1 689,72	1 748,87
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	12 148,53	628,18	791,50	827,12	856,07	886,03	917,04	949,14	982,36
Расходы по страхованию	тыс.тг	75 996,99	3 929,65	4 951,36	5 174,18	5 355,27	5 542,71	5 736,70	5 937,48	6 145,30
Затраты на обучение	тыс.тг	14 400,67	2 343,18	2 460,34	783,55	971,43	871,48	854,03	837,81	828,99
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	1 240 106,95	141 247,60	85 766,83	95 131,67	93 475,18	91 817,67	90 371,51	89 674,55	89 698,99
Налог на имущество	тыс.тг	57 364,50	9 494,55	8 070,37	6 910,61	5 924,82	5 036,10	4 280,69	3 638,58	3 092,80
Земельный налог	тыс.тг	14 697,70	813,29	853,95	892,38	923,61	955,94	989,40	1 024,02	1 059,86
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	357,09	18,46	23,27	24,31	25,16	26,04	26,96	27,90	28,88
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	20 284,80	1 122,44	1 178,57	1 231,60	1 274,71	1 319,32	1 365,50	1 413,29	1 462,76
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 510 806,94	64 486,94	149 587,21	365 873,98	297 040,13	219 259,50	86 672,68	71 761,03	59 534,17
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	630,03	16,91	197,14	272,57	47,01	19,94	16,42	13,46	11,08
Расходы на НИОКР	тыс.тг	10 946,89	0,00	1 349,75	783,55	971,43	871,48	854,03	837,81	828,99
Итого производственных затрат	тыс.тг	2 855 194,90	217 200,20	247 027,08	471 120,68	399 682,05	319 306,00	184 577,18	168 390,64	155 717,52
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	1 353 147,37	65 904,25	112 469,71	224 611,83	209 248,14	168 263,76	121 113,80	99 961,13	82 596,30
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 416 924,16	114 043,66	269 972,04	642 559,75	588 049,61	431 915,24	269 457,69	222 396,57	195 247,95
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 811 125,35	81 661,57	218 620,38	552 858,92	505 958,35	371 620,21	231 841,61	184 879,41	156 279,22
Итого расходы по реализации	тыс.тг	7 581 196,87	261 609,48	601 062,14	1 420 030,50	1 303 256,10	971 799,21	622 413,11	507 237,11	434 123,47
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	3 551 111,56	195 903,42	221 446,58	231 411,68	239 511,09	249 809,64	290 033,01	300 184,17	305 272,75
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 103 245,85	114 011,28	119 711,84	125 098,88	129 477,34	134 009,04	166 439,23	172 264,60	178 293,87
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	275 460,29	12 602,24	14 429,47	15 078,79	15 606,55	18 068,44	22 441,00	23 226,44	24 039,36
Другие административные расходы	тыс.тг	1 172 405,42	69 289,90	87 305,28	91 234,01	94 427,20	97 732,16	101 152,78	104 693,13	102 939,52
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	264 623,87	37 105,75	35 178,79	39 010,81	32 774,40	26 976,09	21 660,36	17 447,67	14 107,78
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	241 747,29	31 140,30	28 915,06	38 077,01	31 726,22	26 021,15	20 723,92	16 526,05	13 193,44
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	22 876,57	5 965,45	6 263,73	933,80	1 048,18	954,95	936,44	921,62	914,34
Итого не производственные затраты	тыс.тг	11 396 932,30	494 618,65	857 687,51	1 690 453,00	1 575 541,59	1 248 584,95	934 106,48	824 868,95	753 504,00
Итого затраты	тыс.тг	14 252 127,20	711 818,85	1 104 714,59	2 161 573,67	1 975 223,64	1 567 890,95	1 118 683,66	993 259,59	909 221,52
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	26 242 670,55	1 695 548,13	2 368 267,77	4 527 723,72	4 030 747,54	3 126 518,51	2 219 472,45	1 831 820,80	1 513 595,57
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	14 252 127,20	711 818,85	1 104 714,59	2 161 573,67	1 975 223,64	1 567 890,95	1 118 683,66	993 259,59	909 221,52
Операционный доход	тыс.тг	11 990 543,36	983 729,28	1 263 553,18	2 366 150,04	2 055 523,90	1 558 627,56	1 100 788,79	838 561,21	604 374,05
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	660 003,50	67 800,92	78 984,47	105 553,31	87 948,28	72 133,24	57 448,79	45 811,87	36 573,55
Балансовая прибыль	тыс.тг	11 330 539,86	915 928,36	1 184 568,71	2 260 596,73	1 967 575,63	1 486 494,32	1 043 340,00	792 749,34	567 800,50
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	620 802,85	102 643,78	87 247,22	75 355,47	64 052,15	54 444,33	46 277,68	39 336,03	33 435,62
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	11 369 740,50	881 085,50	1 176 305,96	2 290 794,57	1 991 471,75	1 504 183,23	1 054 511,11	799 225,18	570 938,43
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	11 369 740,50	881 085,50	1 176 305,96	2 290 794,57	1 991 471,75	1 504 183,23	1 054 511,11	799 225,18	570 938,43
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	2 266 107,97	183 185,67	236 913,74	452 119,35	393 515,13	297 298,86	208 668,00	158 549,87	113 560,10
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	9 064 431,89	732 742,69	947 654,97	1 808 477,39	1 574 060,50	1 189 195,45	834 672,00	634 199,47	454 240,40
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 475 397,78	144 432,01	176 776,62	368 082,67	300 256,18	209 917,18	141 327,54	83 554,03	36 872,86
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	7 589 034,10	588 310,68	770 878,34	1 440 394,72	1 273 804,33	979 278,27	693 344,46	550 645,44	417 367,54

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	12	13	14	15	16	17
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	9 686,97	8 017,66	6 641,36	5 505,36	4 514,18	3 753,81
Затраты на химреагенты	тыс.тг	3 842,49	3 877,60	3 931,32	4 001,18	4 082,57	4 180,00
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	31,41	32,51	28,04	23,22	24,03	24,87
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	8 462,68	8 758,87	7 554,53	6 255,15	6 474,08	6 700,67
Проекты отвода земель	тыс.тг	38,24	39,58	34,14	28,27	29,26	30,28
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	58 173,65	60 209,73	51 930,89	42 998,78	44 503,74	46 061,37
Содержание автодорог	тыс.тг	1 810,08	1 873,43	1 615,83	1 337,91	1 384,74	1 433,20
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	1 016,74	1 052,33	907,63	751,52	777,82	805,05
Расходы по страхованию	тыс.тг	6 360,38	6 583,00	5 677,83	4 701,25	4 865,79	5 036,09
Затраты на обучение	тыс.тг	827,25	830,62	838,62	726,44	609,01	617,90
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	90 249,89	91 275,33	79 160,19	66 329,07	67 265,21	68 643,24
Налог на имущество	тыс.тг	2 628,88	2 234,54	1 899,36	1 614,46	1 372,29	1 166,45
Земельный налог	тыс.тг	1 096,96	1 135,35	1 175,09	1 216,22	1 258,79	1 302,84
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	29,89	30,93	26,68	22,09	22,86	23,66
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 513,95	1 566,94	1 621,78	1 678,55	1 737,30	1 798,10
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	49 492,71	41 236,11	34 224,97	28 392,67	23 492,92	19 751,91
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	9,11	7,50	6,18	5,10	4,16	3,44
Расходы на НИОКР	тыс.тг	827,25	830,62	838,62	726,44	609,01	617,90
Итого производственных затрат	тыс.тг	145 848,64	138 317,34	118 952,88	99 984,59	95 762,54	93 307,56
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	68 317,40	56 558,86	46 863,33	38 859,72	31 867,99	26 511,14
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	161 494,30	133 698,50	123 812,28	102 666,85	84 194,79	77 414,91
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	124 891,13	105 448,81	88 860,80	71 192,85	64 870,74	52 141,35
Итого расходы по реализации	тыс.тг	354 702,82	295 706,17	259 536,42	212 719,43	180 933,52	156 067,40
Общие и административные расходы							
Административные расходы	тыс.тг	310 349,80	297 997,01	257 022,42	212 814,57	220 263,08	219 092,36
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	184 534,15	190 992,85	164 731,33	136 397,54	141 171,45	146 112,46
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	24 880,74	25 751,57	22 210,73	18 390,48	19 034,15	19 700,34
Другие административные расходы	тыс.тг	100 934,91	81 252,60	70 080,37	58 026,54	60 057,47	53 279,56
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	11 458,01	9 353,60	7 681,90	6 218,53	4 964,63	685,53
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	10 543,59	8 433,69	6 751,65	5 409,23	4 285,98	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	914,42	919,92	930,26	809,29	678,65	685,53
Итого не производственные затраты	тыс.тг	676 510,63	603 056,78	524 240,75	431 752,52	406 161,22	375 845,28
Итого затраты	тыс.тг	822 359,27	741 374,12	643 193,62	531 737,11	501 923,76	469 152,84
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс.тг	1 251 921,58	1 036 437,33	858 760,68	712 090,61	583 965,75	485 800,10
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	822 359,27	741 374,12	643 193,62	531 737,11	501 923,76	469 152,84
Операционный доход	тыс.тг	429 562,31	295 063,21	215 567,05	180 353,50	82 041,99	16 647,26
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	29 227,89	23 379,03	18 716,24	14 994,94	11 881,18	9 549,77
Балансовая прибыль	тыс.тг	400 334,42	271 684,18	196 850,81	165 358,55	70 160,82	7 097,50
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	28 420,28	24 157,24	20 533,65	17 453,60	14 835,56	12 610,23
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	401 142,03	270 905,97	195 033,40	162 899,89	67 206,43	4 037,04
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	401 142,03	270 905,97	195 033,40	162 899,89	67 206,43	4 037,04
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	80 066,88	54 336,84	39 370,16	33 071,71	14 032,16	1 419,50
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	320 267,54	217 347,34	157 480,65	132 286,84	56 128,65	5 678,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	13 018,48	1 160,21	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	307 249,06	216 187,13	157 480,65	132 286,84	56 128,65	5 678,00

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	26 242 670,55	1 695 548,13	2368267,77	4527723,72	4030747,54	3126518,51	2219472,45	1831820,80	1513595,57
Итого приток средств	тыс.тг	26 242 670,55	1695548,13	2368267,77	4527723,72	4030747,54	3126518,51	2219472,45	1831820,80	1513595,57
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	14 252 127,20	711 818,85	1104714,59	2161573,67	1975223,64	1567890,95	1118683,66	993259,59	909221,52
прямые затраты	тыс.тг	1 240 106,95	141247,60	85766,83	95131,67	93475,18	91817,67	90371,51	89674,55	89698,99
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1 615 087,95	75952,59	161260,25	375989,01	306206,87	227488,33	94205,67	78716,10	66018,53
расходы периода	тыс.тг	11 396 932,30	494618,65	857687,51	1690453,00	1575541,59	1248584,95	934106,48	824868,95	753504,00
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	7 968,93	0,00	0,00	7968,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	2 266 107,97	183185,67	236913,74	452119,35	393515,13	297298,86	208668,00	158549,87	113560,10
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 475 397,78	144432,01	176776,62	368082,67	300256,18	209917,18	141327,54	83554,03	36872,86
Итого отток средств	тыс.тг	18 001 601,88	1039436,53	1518404,95	2989744,62	2668994,94	2075107,00	1468679,20	1235363,49	1059654,48
Поток денежной наличности	тыс.тг	8 241 068,67	656 111,60	849 862,81	1 537 979,09	1 361 752,60	1 051 411,51	750 793,25	596 457,31	453 941,09
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	5 737 797,54	656111,60	766678,23	1251638,86	999749,33	696353,78	448582,03	321488,31	220724,03
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	5 124 864,87	656111,60	739011,14	1162933,15	895374,44	601147,94	373276,94	257864,96	170653,27
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	4 537 648,77	656111,60	708219,01	1068041,04	788051,28	507046,45	301726,97	199752,35	126686,63
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	8 241 068,67	656111,60	1505974,41	3043953,51	4405706,11	5457117,62	6207910,87	6804368,18	7258309,28
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	5 737 797,54	656111,60	1422789,82	2674428,68	3674178,01	4370531,79	4819113,82	5140602,13	5361326,16
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	5 124 864,87	656111,60	1395122,74	2558055,89	3453430,33	4054578,28	4427855,21	4685720,17	4856373,44
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	4 537 648,77	656111,60	1364330,61	2432371,65	3220422,92	3727469,37	4029196,34	4228948,68	4355635,31

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	12	13	14	15	16	17	18
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	1251921,58	1036437,33	858760,68	712090,61	583965,75	485800,10	404277,92
Итого приток средств	тыс.тг	1251921,58	1036437,33	858760,68	712090,61	583965,75	485800,10	404277,92
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	822359,27	741374,12	643193,62	531737,11	501923,76	469152,84	457325,62
прямые затраты	тыс.тг	90249,89	91275,33	79160,19	66329,07	67265,21	68643,24	74407,67
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	55598,74	47042,00	39792,68	33655,52	28497,33	24664,31	21578,10
расходы периода	тыс.тг	676510,63	603056,78	524240,75	431752,52	406161,22	375845,28	361339,86
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	80066,88	54336,84	39370,16	33071,71	14032,16	1419,50	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	13018,48	1160,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	915444,63	796871,17	682563,78	564808,82	515955,92	470572,34	457325,62
Поток денежной наличности	тыс.тг	336476,95	239566,17	176196,89	147281,78	68 009,83	15 227,77	-53 047,70
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	147594,35	94799,10	62898,64	47430,35	19758,02	3990,91	-12542,00
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	109994,91	68099,66	43553,18	31657,22	12711,52	2474,94	-7497,16
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	78253,79	46429,53	28456,78	19822,36	7627,76	1423,25	-4131,70
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	7594786,23	7834352,40	8010549,29	8157831,07	8225840,90	8241068,67	8188020,97
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	5508920,51	5603719,61	5666618,25	5714048,61	5733806,62	5737797,54	5725255,53
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	4966368,35	5034468,01	5078021,19	5109678,41	5122389,93	5124864,87	5117367,71
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	4433889,10	4480318,63	4508775,41	4528597,77	4536225,52	4537648,77	4533517,06

Таблица 4.2.6 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПВР (прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	6 900	-	4 600	2 300	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	6 900	-	4 600	2 300	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	7 272	-	4 784	2 488	-	-	-	-

Таблица 4.2.7 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	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
НДС (с выручки)	тыс.тг	239 415,73	28 329,28	30 123,18	31 753,79	27 649,55	23 098,92	19 379,01	16 324,70	13 805,88	11 719,62	9 984,28	8 534,82	7 319,26	6 176,09	5 217,35
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	31 218,70	1 391,35	1 538,86	1 600,41	1 806,44	1 878,70	2 310,80	2 368,57	2 427,79	2 488,48	2 550,69	2 614,46	2 679,82	2 746,82	2 815,49
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	48 567,29	2 059,27	2 335,39	2 428,81	2 825,53	2 938,55	3 614,41	3 704,77	3 797,39	3 892,33	3 989,64	4 089,38	4 191,61	4 296,40	4 403,81
Налог на имущество	тыс.тг	24 462,07	4 038,18	3 451,33	2 971,42	2 535,28	2 150,39	1 824,50	1 548,43	1 314,45	1 116,09	947,84	805,11	683,99	581,18	493,89
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 910 961,67	195 925,33	208 430,40	251 100,63	218 645,34	182 660,21	162 821,85	137 159,67	115 996,57	98 467,91	83 887,61	80 145,69	68 731,09	57 996,20	48 993,16
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 609 595,03	184 140,35	199 515,03	219 841,55	186 757,62	152 215,26	132 893,23	109 217,62	95 745,09	79 294,35	65 905,47	58 196,77	48 690,93	42 310,83	34 870,94
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	600 507,80	70 720,46	75 252,90	79 306,55	69 100,78	57 787,66	48 564,82	40 974,49	34 717,21	29 519,80	25 163,85	21 566,60	18 622,46	15 791,68	13 418,55
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 482 074,60	195 792,55	213 954,34	217 960,09	187 480,48	153 348,99	120 454,15	97 973,68	78 115,62	65 444,70	54 042,23	40 771,82	27 503,61	18 305,62	10 926,73
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 480 919,55	230 323,70	263 777,72	257 266,73	215 750,87	167 821,33	111 374,77	81 212,71	54 986,76	43 994,62	33 023,00	16 885,93	4 431,87	69,54	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	6 948 890,98	856 061,91	938 132,78	1 000 722,39	857 252,78	697 702,18	564 479,53	457 835,25	373 295,01	312 498,64	259 526,06	216 540,94	168 216,12	135 922,17	110 705,23
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	146 065,44	12 113,03	13 832,35	14 349,26	13 267,90	12 325,54	11 431,40	10 731,01	10 179,27	8 056,09	6 740,90	6 421,81	9 000,24	8 859,12	8 757,51
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-93 350,29	-16 216,25	-16 290,83	-17 404,53	-14 381,64	-10 773,39	-7 947,60	-5 593,69	-3 626,61	-3 663,53	-3 243,38	-2 113,01	1 680,98	2 683,03	3 540,17
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	7 188 306,71	884 391,19	968 255,96	1 032 476,18	884 902,33	720 801,10	583 858,53	474 159,95	387 100,89	324 218,26	269 510,34	225 075,76	175 535,38	142 098,26	115 922,58

Таблица 4.2.8 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	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
Нефть	тыс.тонн	68,249	8,80	9,33	9,59	8,15	6,64	5,44	4,47	3,69	3,05	2,54	2,12	1,77	1,46	1,20
Продажа продукции по направлениям																
Нефти																
на экспорт	тыс. тонн	44,362	5,72	6,06	6,24	5,30	4,32	3,53	2,90	2,40	1,98	1,65	1,38	1,15	0,95	0,78
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,887	3,08	3,27	3,36	2,85	2,33	1,90	1,56	1,29	1,07	0,89	0,74	0,62	0,51	0,42
Цена реализации продукции																
Нефти																
на экспорт	тг/тонн	244 720,000	244 720,00	250 838,00	257 108,95	263 536,67	270 125,09	276 878,22	283 800,17	290 895,18	298 167,56	305 621,75	313 262,29	321 093,85	329 121,19	337 349,22
на внутренний рынок	тг/тонн	76 666,667	76 666,67	76 875,00	78 796,88	80 766,80	82 785,97	84 855,62	86 977,01	89 151,43	91 380,22	93 664,72	96 006,34	98 406,50	100 866,66	103 388,33
Производственная прибыль от реализации																
Нефти																
на экспорт	тг тыс	12 058 862,932	1 399 466,64	1 521 153,57	1 603 495,87	1 396 240,61	1 166 444,29	978 596,80	824 361,19	697 166,07	591 814,81	504 183,86	430 989,41	369 606,57	311 878,86	263 464,39
на внутренний рынок	тг тыс	1 995 131,060	236 077,37	251 026,49	264 614,92	230 412,88	192 491,03	161 491,73	136 039,19	115 048,97	97 663,51	83 202,32	71 123,49	60 993,87	51 467,42	43 477,88
Итоговый производственный доход	тг тыс	14 053 993,993	1 635 544,01	1 772 180,05	1 868 110,80	1 626 653,49	1 358 935,32	1 140 088,53	960 400,38	812 215,04	689 478,31	587 386,18	502 112,90	430 600,44	363 346,28	306 942,27

Таблица 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	5 422	289	329	386	462	454	443	433	425
Затраты на химреагенты	тыс.тг	13 906	1 550	1 709	1 828	1 615	1 369	1 148	967	818
Затраты на текущий ремонт 1 скважины	тыс.тг	16 865	818	1 021	1 061	1 104	1 148	1 177	1 206	1 236
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	415	20	25	26	27	28	29	30	30
Транспортные расходы	тыс.тг	3 795	184	230	239	248	258	265	271	278
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	68 258	3 556	4 438	4 616	4 800	4 992	5 117	5 245	5 376
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	17 569	852	1 063	1 106	1 150	1 196	1 226	1 256	1 288
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	5 315	258	322	334	348	362	371	380	390

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Проекты отвода земель	тыс.тг	1 462	71	88	92	96	100	102	105	107
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс.тг	8 398	407	508	528	550	572	586	601	616
Содержание автодорог	тыс.тг	23 064	1 118	1 396	1 451	1 510	1 570	1 609	1 649	1 691
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	111 787	5 879	7 337	7 630	7 935	8 253	8 459	8 671	8 887
Затраты на топливо	тыс.тг	21 464	2 392	2 638	2 822	2 493	2 113	1 773	1 493	1 263
Расходы по страхованию	тыс.тг	332	16	20	21	22	23	23	24	24
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	16 499	800	998	1 038	1 080	1 123	1 151	1 180	1 209
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	174 345	8 832	9 185	9 553	9 935	10 332	12 709	13 026	13 352
Затраты на обучение	тыс.тг	4 705	156	270	361	352	334	339	362	365
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	493 598	27 198	31 577	33 092	33 726	34 226	36 526	36 899	37 356
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	31 219	1 391	1 539	1 600	1 806	1 879	2 311	2 369	2 428
Налог на имущество	тыс.тг	24 462	4 038	3 451	2 971	2 535	2 150	1 825	1 548	1 314
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	600 508	70 720	75 253	79 307	69 101	57 788	48 565	40 974	34 717
Расходы на НИОКР	тыс.тг	4 729	180	270	361	352	334	339	362	365
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 154 515,24	103 528,42	112 090,53	117 331,29	107 520,16	96 376,55	89 564,73	82 152,12	76 180,69
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	515 476,98	62 255,63	62 688,81	67 049,31	59 237,43	50 212,22	42 125,90	35 486,48	30 011,08
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 910 961,67	195 925,33	208 430,40	251 100,63	218 645,34	182 660,21	162 821,85	137 159,67	115 996,57
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 609 595,03	184 140,35	199 515,03	219 841,55	186 757,62	152 215,26	132 893,23	109 217,62	95 745,09
Итого расходы по реализации	тыс.тг	4 036 033,69	442 321,30	470 634,25	537 991,49	464 640,38	385 087,69	337 840,98	281 863,78	241 752,74
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	786 807,62	40 829,15	46 845,16	48 718,97	50 967,30	53 005,99	59 401,41	60 886,44	62 408,60
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	367 758,79	18 630,00	19 375,20	20 150,21	20 956,22	21 794,46	26 807,19	27 477,37	28 164,31
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	48 567,29	2 059,27	2 335,39	2 428,81	2 825,53	2 938,55	3 614,41	3 704,77	3 797,39
Другие административные расходы	тыс.тг	370 481,55	20 139,88	25 134,57	26 139,96	27 185,55	28 272,98	28 979,80	29 704,30	30 446,90
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	367 969,09	31 197,29	31 813,62	32 120,96	30 447,37	28 700,00	27 302,41	26 179,60	25 273,57
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	73 969,09	10 197,29	10 813,62	11 120,96	9 447,37	7 700,00	6 302,41	5 179,60	4 273,57
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	294 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг	5 190 810,39	514 347,74	549 293,04	618 831,41	546 055,05	466 793,68	424 544,79	368 929,82	329 434,91
Итого затраты	тыс.тг	6 345 325,63	617 876,16	661 383,57	736 162,70	653 575,20	563 170,23	514 109,52	451 081,94	405 615,60
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	14 053 993,99	1 635 544,01	1 772 180,05	1 868 110,80	1 626 653,49	1 358 935,32	1 140 088,53	960 400,38	812 215,04
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	6 345 325,63	617 876,16	661 383,57	736 162,70	653 575,20	563 170,23	514 109,52	451 081,94	405 615,60
Операционный доход	тыс.тг	7 708 668,36	1 017 667,86	1 110 796,48	1 131 948,10	973 078,28	795 765,09	625 979,01	509 318,44	406 599,43
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	298 295,36	38 705,10	41 024,79	42 147,65	35 675,91	29 020,12	23 708,27	19 450,06	16 021,32
Балансовая прибыль	тыс.тг	7 410 373,00	978 962,76	1 069 771,69	1 089 800,45	937 402,38	766 744,96	602 270,74	489 868,38	390 578,11
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	268 540,11	44 620,10	38 411,02	32 848,35	27 791,43	23 526,33	19 925,88	16 884,07	14 312,39
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	7 410 373,00	978 962,76	1 069 771,69	1 089 800,45	937 402,38	766 744,96	602 270,74	489 868,38	390 578,11
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	7 410 373,00	978 962,76	1 069 771,69	1 089 800,45	937 402,38	766 744,96	602 270,74	489 868,38	390 578,11
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 482 074,60	195 792,55	213 954,34	217 960,09	187 480,48	153 348,99	120 454,15	97 973,68	78 115,62
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	5 928 298,40	783 170,20	855 817,35	871 840,36	749 921,90	613 395,97	481 816,59	391 894,71	312 462,49
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 480 919,55	230 323,70	263 777,72	257 266,73	215 750,87	167 821,33	111 374,77	81 212,71	54 986,76
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	4 447 378,85	552 846,50	592 039,64	614 573,63	534 171,03	445 574,64	370 441,82	310 681,99	257 475,73

Продолжение таблицы 4.2.9

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	12	13	14	15	16	17
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	419	414	411	408	320	230
Затраты на химреагенты	тыс.тг	695	592	506	434	366	309
Затраты на текущий ремонт 1 скважины	тыс.тг	1 267	1 299	1 331	1 365	1 399	1 434
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	31	32	33	34	34	35
Транспортные расходы	тыс.тг	285	292	300	307	315	323
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	3 857	3 954	4 053	5 934	6 083	6 235

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	12	13	14	15	16	17
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	1 320	1 353	1 387	1 422	1 457	1 494
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	399	409	420	430	441	452
Проекты отвода земель	тыс.тг	110	113	115	118	121	124
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс.тг	631	647	663	679	696	714
Содержание автодорог	тыс.тг	1 733	1 776	1 821	1 866	1 913	1 961
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	9 110	4 669	4 785	9 810	10 055	10 307
Затраты на топливо	тыс.тг	1 072	913	781	670	565	477
Расходы по страхованию	тыс.тг	25	26	26	27	28	28
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	1 240	1 271	1 302	1 335	1 368	1 403
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	13 686	14 028	14 379	14 738	15 107	15 484
Затраты на обучение	тыс.тг	370	359	318	323	395	402
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	36 249	32 146	32 629	39 899	40 664	41 411
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	2 488	2 551	2 614	2 680	2 747	2 815
Налог на имущество	тыс.тг	1 116	948	805	684	581	494
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	29 520	25 164	21 567	18 622	15 792	13 419
Расходы на НИОКР	тыс.тг	370	359	318	323	395	402
Итого производственных затрат	тыс.тг	69 743,36	61 166,59	57 933,00	62 208,14	60 178,79	58 540,88
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	25 476,00	21 703,73	18 552,91	15 910,55	13 425,53	11 341,42
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	98 467,91	83 887,61	80 145,69	68 731,09	57 996,20	48 993,16
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	79 294,35	65 905,47	58 196,77	48 690,93	42 310,83	34 870,94
Итого расходы по реализации	тыс.тг	203 238,26	171 496,81	156 895,36	133 332,57	113 732,55	95 205,52
Общие и административные расходы							
Административные расходы	тыс.тг	51 485,59	49 573,90	50 813,25	68 887,42	70 609,61	72 374,85
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	28 868,41	29 590,12	30 329,88	31 088,12	31 865,33	32 661,96
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	3 892,33	3 989,64	4 089,38	4 191,61	4 296,40	4 403,81
Другие административные расходы	тыс.тг	18 724,85	15 994,14	16 393,99	33 607,68	34 447,88	35 309,07
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	24 539,30	23 941,69	23 453,30	21 000,00	21 000,00	21 000,00
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	3 539,30	2 941,69	2 453,30	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг	279 263,14	245 012,40	231 161,91	223 219,99	205 342,16	188 580,37
Итого затраты	тыс.тг	349 006,50	306 178,98	289 094,90	285 428,12	265 520,95	247 121,25
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс.тг	689 478,31	587 386,18	502 112,90	430 600,44	363 346,28	306 942,27
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	349 006,50	306 178,98	289 094,90	285 428,12	265 520,95	247 121,25
Операционный доход	тыс.тг	340 471,82	281 207,20	213 018,00	145 172,31	97 825,33	59 821,02
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	13 248,34	10 996,02	9 158,89	7 654,29	6 297,25	5 187,35
Балансовая прибыль	тыс.тг	327 223,48	270 211,17	203 859,11	137 518,03	91 528,08	54 633,67
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	12 136,81	10 295,25	8 735,65	7 414,23	6 294,17	5 344,43
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	327 223,48	270 211,17	203 859,11	137 518,03	91 528,08	54 633,67
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	327 223,48	270 211,17	203 859,11	137 518,03	91 528,08	54 633,67
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	65 444,70	54 042,23	40 771,82	27 503,61	18 305,62	10 926,73
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	261 778,78	216 168,94	163 087,29	110 014,42	73 222,46	43 706,94
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	43 994,62	33 023,00	16 885,93	4 431,87	69,54	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	217 784,16	183 145,94	146 201,35	105 582,55	73 152,93	43 706,94

Таблица 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	14 053 993,99	1 635 544,01	1772180,05	1868110,80	1626653,49	1358935,32	1140088,53	960400,38	812215,04
Итого приток средств	тыс.тг	14 053 993,99	1635544,01	1772180,05	1868110,80	1626653,49	1358935,32	1140088,53	960400,38	812215,04
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	6 345 325,63	617 876,16	661383,57	736162,70	653575,20	563170,23	514109,52	451081,94	405615,60
прямые затраты	тыс.тг	493 597,97	27198,25	31577,20	33092,20	33725,68	34226,27	36525,90	36898,99	37356,10
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	660 917,27	76330,16	80513,34	84239,08	73794,48	62150,28	53038,83	45253,13	38824,59

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
расходы периода	тыс.тг	5 190 810,39	514347,74	549293,04	618831,41	546055,05	466793,68	424544,79	368929,82	329434,91
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	7 271,68	0,00	4784,00	2487,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 482 074,60	195792,55	213954,34	217960,09	187480,48	153348,99	120454,15	97973,68	78115,62
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 480 919,55	230323,70	263777,72	257266,73	215750,87	167821,33	111374,77	81212,71	54986,76
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	9 315 591,46	1043992,41	1143899,62	1213877,20	1056806,55	884340,55	745938,43	630268,33	538717,99
Поток денежной наличности	тыс.тг	4 738 402,53	591 551,60	628 280,43	654 233,59	569 846,94	474 594,76	394 150,09	330 132,05	273 497,04
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	3 356 306,60	591551,60	571164,03	540688,92	428134,44	324154,61	244736,20	186350,94	140347,23
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 936 367,69	591551,60	546330,81	494694,59	374683,61	271351,10	195962,26	142725,20	102817,67
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 618 552,85	591551,60	523567,02	454328,89	329772,53	228874,79	158400,08	110560,56	76328,01
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	4 738 402,53	591551,60	1219832,03	1874065,63	2443912,56	2918507,33	3312657,42	3642789,47	3916286,52
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	3 356 306,60	591551,60	1162715,63	1703404,55	2131538,99	2455693,60	2700429,80	2886780,73	3027127,96
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 936 367,69	591551,60	1137882,41	1632577,00	2007260,61	2278611,71	2474573,97	2617299,16	2720116,83
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 618 552,85	591551,60	1115118,63	1569447,51	1899220,05	2128094,84	2286494,92	2397055,47	2473383,48

Продолжение таблицы 4.2.10

Составляющие	Ед.изм	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	12	13	14	15	16	17
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	689478,31	587386,18	502112,90	430600,44	363346,28	306942,27
Итого приток средств	тыс.тг	689478,31	587386,18	502112,90	430600,44	363346,28	306942,27
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	349006,50	306178,98	289094,90	285428,12	265520,95	247121,25
прямые затраты	тыс.тг	36249,33	32145,65	32629,21	39899,01	40663,62	41410,55
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	33494,03	29020,93	25303,79	22309,13	19515,17	17130,33
расходы периода	тыс.тг	279263,14	245012,40	231161,91	223219,99	205342,16	188580,37
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	65444,70	54042,23	40771,82	27503,61	18305,62	10926,73
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	43994,62	33023,00	16885,93	4431,87	69,54	0,00
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	458445,81	393244,21	346752,66	317363,60	283896,10	258047,99
Поток денежной наличности	тыс.тг	231032,50	194141,97	155360,25	113236,84	79 450,17	48 894,28
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг						
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	107778,37	82335,15	59898,10	39688,82	25315,27	14162,93
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	75524,94	55187,26	38402,68	24339,49	14849,81	7946,69
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	53730,78	37626,01	25091,55	15240,32	8910,87	4569,85
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	4147319,02	4341460,99	4496821,23	4610058,07	4689508,25	4738402,53
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	3134906,33	3217241,47	3277139,57	3316828,40	3342143,67	3356306,60
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2795641,77	2850829,03	2889231,71	2913571,20	2928421,00	2936367,69
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2527114,26	2564740,27	2589831,82	2605072,14	2613983,00	2618552,85

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения (КИН) из недр

Расчет технологических и технико-экономических показателей для обоснования величин КИН проведены по выделенным эксплуатационным объектам и недропользователям в 3 вариантах. Технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что наиболее эффективным и рекомендуемым к реализации являются 3-ий вариант по КГМ и 2-ой вариант по СО, предусматривающий продолжение текущей системы разработки без бурения добывающих скважин, проведение дополнительных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти по существующим скважинам. В таблице 4.3.1 приведены сравнения полученных значений КИН по рассчитанным вариантам разработки.

Таблица 4.3.1 - Сопоставление величин КИН за рентабельный период по вариантам разработки

Объекты	I вариант	II вариант (рекомендуемый по СО)	III вариант (рекомендуемый по КГМ)
I («КГМ»)	0,492	0,498	0,533
I («СО»)	0,331	0,345	-
II («КГМ»)	0,331	0,332	0,335
Возвратный («КГМ»)	0,736	0,738	0,739
Всего по «КГМ»	0,493	0,498	0,531
По месторождению	0,426	0,433	0,454

Анализ достигаемых значений КИН по рекомендуемому варианту показывает на минимальную разницу между значениями КИН. Сопоставление рекомендуемых величин КИН с ранее утвержденными представлено в таблице 4.3.2, где видно, что в целом по месторождению рекомендуемый КИН 0,454 доли ед. немного превышает ранее утвержденную величину 0,447 доли ед. (+1,7%).

В зависимости от охвата исследованиями ГИС скважин в районах непромышленной категории, а также с учетом сложности геологического строения, значение КИН для данной категории принято, как $0,5 * \text{КИН}$ (по категории С1). Применение данной формулы для расчета извлекаемых запасов нефти непромышленной категории обосновывается рисками, связанными с малой изученностью залежей, т.к. запасы нефти на данных участках горизонтов не подтверждены опробованием, а вся имеющаяся геолого-промысловая информация базируется на единичных исследованиях.

Таблица 4.3.2 Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН с ранее утвержденными

Объекты	Утвержденные			Расчетные значения	
	Геологические запасы нефти, тыс. т	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	КИН, доли ед.
I («КГМ»)	1833	971	0,530	976,6	0,533
I («СО»)	1240	412	0,332	428,1	0,345
II («КГМ»)	170	57	0,335	57	0,335
Возвратный («КГМ»)	41	29	0,707	30,3	0,739
Всего по «КГМ»	2044	1057	0,517	1063,9	0,531
Месторождение	3284	1469	0,447	1492	0,454

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по трем вариантам по территории ТОО СП «Казгермунай» и двум вариантам по территории ТОО «Саутс Ойл» для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов по территории ТОО СП «Казгермунай» приведены в таблице 5.1, по территории ТОО «Саутс Ойл» в таблице 5.2.

Результаты расчетов по территории ТОО СП «Казгермунай»:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2022- 2031 гг.

2 вариант – 2022 - 2032 гг.

3 вариант – 2022 - 2035 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 0,0 млн. тенге.

2 вариант – 8,0 млн. тенге.

3 вариант – 8,0 млн. тенге.

Месторождение находится на поздней стадии разработки и не требует капитальных вложений. По второму и третьему варианту капитальные затраты предусмотрены на проведение ГТМ. Первый вариант не предусматривает ГТМ.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 7023,4 млн. тенге.

2 вариант – 8124,0 млн. тенге.

3 вариант – 14252,1 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 3429,3 млн. тенге.

2 вариант – 4002,9 млн. тенге.

3 вариант – 8037,4 млн. тенге.

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

1 вариант – 2618,0 млн. тенге.

2 вариант – 3050,5 млн. тенге.

3 вариант – 5737,8 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по третьему варианту. Таким образом, рентабельным является третий вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Результаты расчетов по территории ТОО «Саутс Ойл»:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2022- 2031 гг.

2 вариант – 2022 - 2035 гг.

Объем необходимых инвестиций при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 0.0 млн. тенге.

2 вариант – 7,3 млн. тенге.

Месторождение находится на поздней стадии разработки и не требует капитальных вложений. По второму капитальные затраты предусмотрены на проведение ГТМ. Первый вариант не предусматривает ГТМ.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 4363,5 млн. тенге.

2 вариант – 6345,3 млн. тенге.

Накопленные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 5168,3 млн. тенге.

2 вариант – 7188,3 млн. тенге.

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

1 вариант – 2664,9 млн. тенге.

2 вариант – 3356,3 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по второму варианту.

Таким образом, рентабельным является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай»

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2025 - 2036	2025 - 2037
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	344	361
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	19,4	20,7
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	1,2	1,3
Темп отбора при проектном уровне	%	1,7	1,9
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	шт.	9	10
добывающих	шт.	9	10
нагнетательных	шт.	0	0
Ввод новых скважин из бурения	шт.	0	1
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	107	138
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	1 083	1 115
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	7	9
добыча жидкости	тыс. т	2 742	3 108
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	5 672	6 038
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,541	0,558
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	98,04%	97,88%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	14 979,2	19 756,6
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	0,0	624,5
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	7 810,2	10 107,2
производственные расходы	млн. тг	1 803,2	2 393,2
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	631,8	863,2
непроизводственные расходы	млн. тг	5 375,2	6 850,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)		8 372,2	11 218,9
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	4 871,2	6 102,6
- Поступления Государству	млн. тг	4 672,0	6 052,7
Чистые дисконтированные поступления			
- после налогообложения			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	3 614,4	4 177,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	3 309,1	3 728,9
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	3 017,9	3 310,9
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	3 478,2	4 256,2
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	3 197,4	3 848,7
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	2 932,7	3 471,0
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	-	10,772
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	-	8,414
при ставке дисконта в 15%	ед.	-	7,867
при ставке дисконта в 20%	ед.	-	7,362

Таблица 5.2 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом по контрактной территории ТОО «Саутс ойл»

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2025 - 2034	2025 - 2034
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	98	126
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	5,1	5,4
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	77,4	95,5
Темп отбора при проектном уровне	%	1,2	1,3
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	сквж	9	9
добывающих	сквж	7	7
нагнетательных	сквж	2	2
Ввод новых скважин из бурения	сквж	0	0
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	35	38
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	409	412
добыча жидкости	тыс. т	834	1 088
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	3 928	4 182
закачка воды	тыс. м3	641	831
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	1 976	2 166
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,329	0,333
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	96,86%	97,60%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	5 220,0	5 761,0
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	0,0	2,4
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	4 117,7	4 601,5
производственные расходы	млн. тг	1 739,5	2 006,6
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	530,4	557,6
непроизводственные расходы	млн. тг	1 847,8	2 037,3
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	6 839,8	7 325,4
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг	1 102,3	1 157,1
- Поступления Государству	млн. тг	1 416,1	1 538,5
Чистые дисконтированные поступления			
- после налогообложения			
при ставке дисконта в 10%	млн. тг	865,1	908,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	783,4	821,8
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	717,6	751,7
- бюджета Государства			
при ставке дисконта в 10%	млн. тг	980,5	1 056,1
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	875,8	940,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	776,9	831,3
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	-	477,624
при ставке дисконта в 10%	ед.	-	412,550
при ставке дисконта в 15%	ед.	-	390,251
при ставке дисконта в 20%	ед.	-	372,570

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутри скважинного оборудования

Выбор рационального способа подъема жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

На дату составления отчета (на 01.07.2022г.) добыча нефти на месторождении Акшабулак Восточный осуществляется механизированными способами эксплуатации.

Добыча нефти ведется на контрактной территории ТОО СП КазГерМунай (КГМ) из горизонтов Ю-0-I, Ю-II и Ю-III и на контрактной территории ТОО Саутс Ойл (СО) из горизонта Ю-III.

При механизированной эксплуатации скважины эксплуатируются при помощи электроцентробежных насосов (ЭЦН).

С начала разработки месторождения пробуренный фонд скважин составил 27 ед., из них на территории «КГМ» – 11 ед., на территории «СО» – 16 ед.

На 01.07.2022г., эксплуатационный фонд скважин выглядит следующим образом:

- в фонде добывающих скважин – 8 ед. (5 ед. «КГМ», 3 ед. «СО»);
- в фонде нагнетательных скважин – 2 ед. (№№1К и 9К на территории «СО»), все скважины в работе;
- в консервации – 2 скважины (№№43, 44 на территории ТОО СП «КазГерМунай»);
- в фонде контрольных скважин (наблюдательные) – 6 ед. (2 ед. «КГМ», 4 ед. «СО»);
- в фонде водозаборных скважин – 1 ед. (№№2655 на территории «СО»);

в фонде ликвидированных скважин (по геологическим причинам) – 8 ед., из них на территории «КГМ» – 2 ед., на территории «СО» – 6 ед.

В таблице 6.1.1 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции в пределах контрактной лицензированной территории ТОО СП КазГерМунай.

Согласно таблице 6.1.1 в период 2022г. по 2035г. ввод новых скважин из бурения не планируется. В период с 2022 по 2035 годы количество скважин, добывающего фонда будет составлять от 5 до 6 ед. Средний дебит жидкости варьируется в диапазоне 117,1 – 138,2 т/сут при увеличении обводненности с 91,4% до 99,2%.

В таблице 6.1.2 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции в пределах контрактной лицензированной территории ТОО Саутс Ойл.

Согласно таблице 6.1.2 в период 2022г. по 2035г. ввод новых скважин из бурения не планируется. В период с 2022 по 2035 годы количество скважин, добывающего фонда будет составлять от 3 до 4 ед. Средний дебит жидкости варьируется в диапазоне 115,4 – 277,4 т/сут при увеличении обводненности с 94,6% до 99,1%.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Восточный в пределах контрактной лицензированной территории ТОО СП КазГерМунай

Способ эксплуатации	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Дебит по жидкости, т/сут:														
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	117,6	117,1	127,6	138,2	136,7	135,2	133,8	132,4	131,0	129,6	128,3	126,9	123,2	122,0
	Средняя обводненность, %	92,7	92,0	91,4	93,4	94,6	95,6	96,5	97,2	97,7	98,1	98,5	98,8	99,0	99,2

Таблица 0.2 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Восточный в пределах контрактной лицензированной территории ТОО Саутс Ойл

Способ эксплуатации	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3
	Дебит по жидкости, т/сут:														
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	156,2	155,7	181,2	190,8	184,6	178,7	173,2	168,1	163,7	159,5	155,5	151,7	157,1	108,8
	Средняя обводненность, %	94,6	94,8	95,3	96,8	97,3	97,7	98,0	98,3	98,6	98,8	99,0	99,1	99,0	98,9

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин на контрактной территории ТОО СП КазГерМунай (КГМ) и на контрактной территории ТОО Саутс Ойл (СО)

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 Акшабулак Восточный должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1 - 6.1.3 приведены графики работы I, II, Возвратного Объектов разработки и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

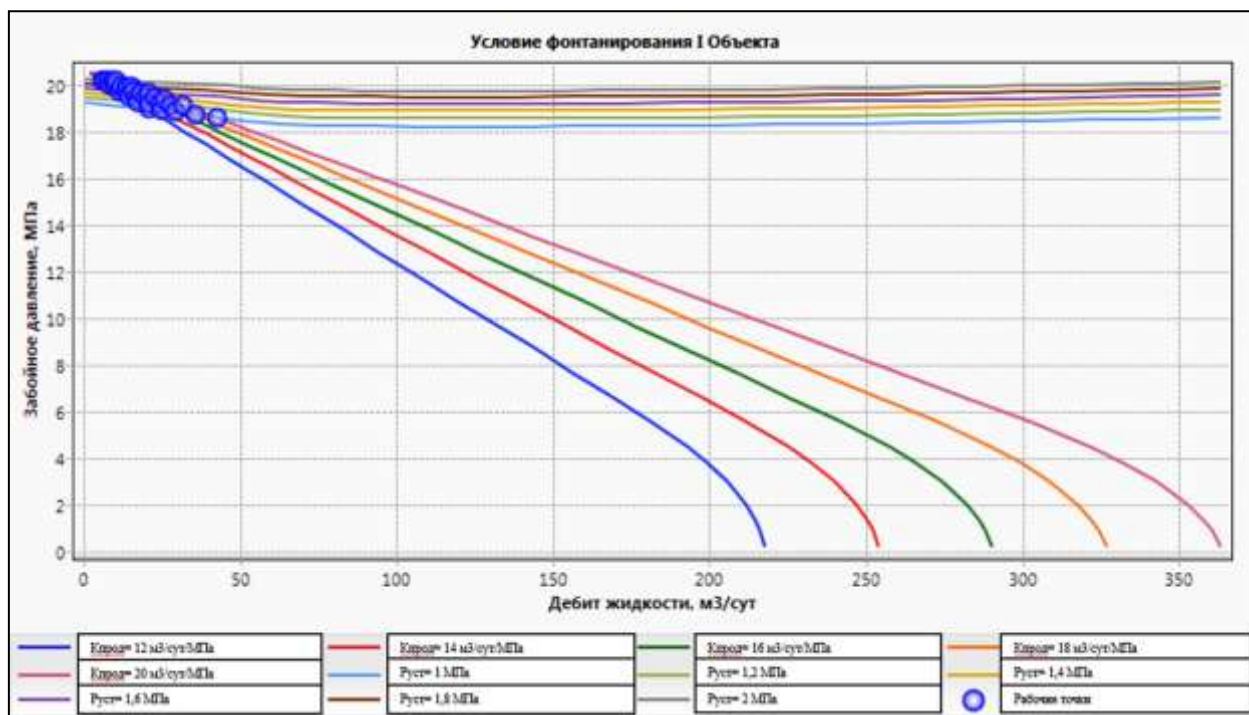


Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

Согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.1) условие фонтанирования возможно при P_y = от 1 МПа до 2 МПа, с $P_{заб}$ = от 18,5 до 21 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 12 до 20 м3/сут/МПа.

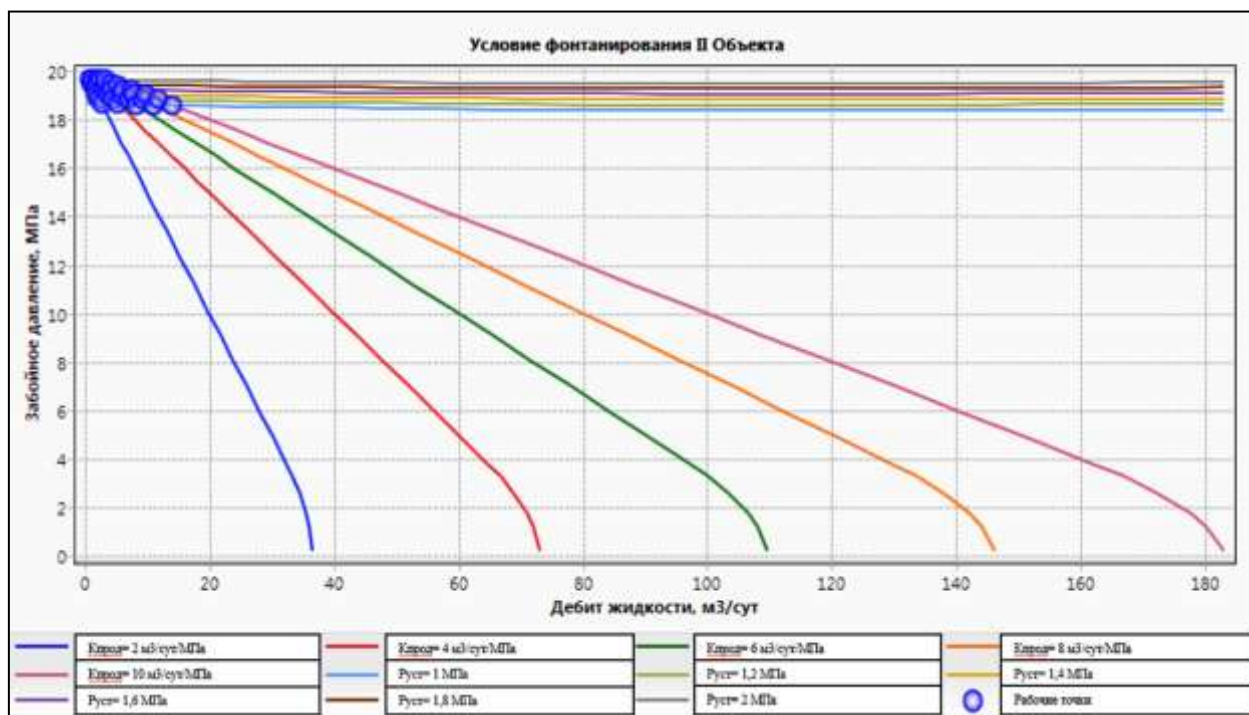


Рисунок 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)

Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.2) условие фонтанирования возможно при P_y = от 1 МПа до 2 МПа, с $P_{заб}$ = от 18,5 до 20 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 2 до 10 м3/сут/МПа.

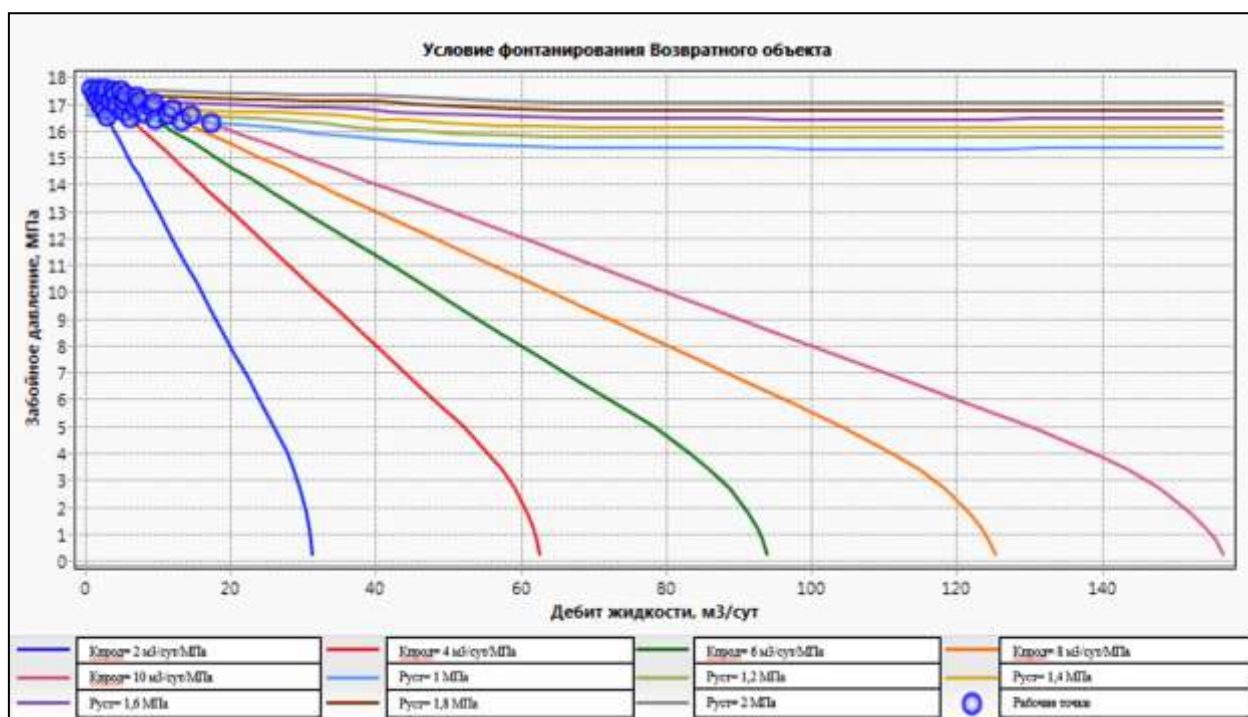


Рисунок 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (Возвратного объекта)

Согласование работы Возвратного Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при P_y = от 1 МПа до 2 МПа, с $P_{заб}$ = от 16,5 до 17,8 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 2 до 10 м3/сут/МПа.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФ1-65-210, АФК-3-65-21 «Камерон» по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.4 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения Акшабулак Восточный. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

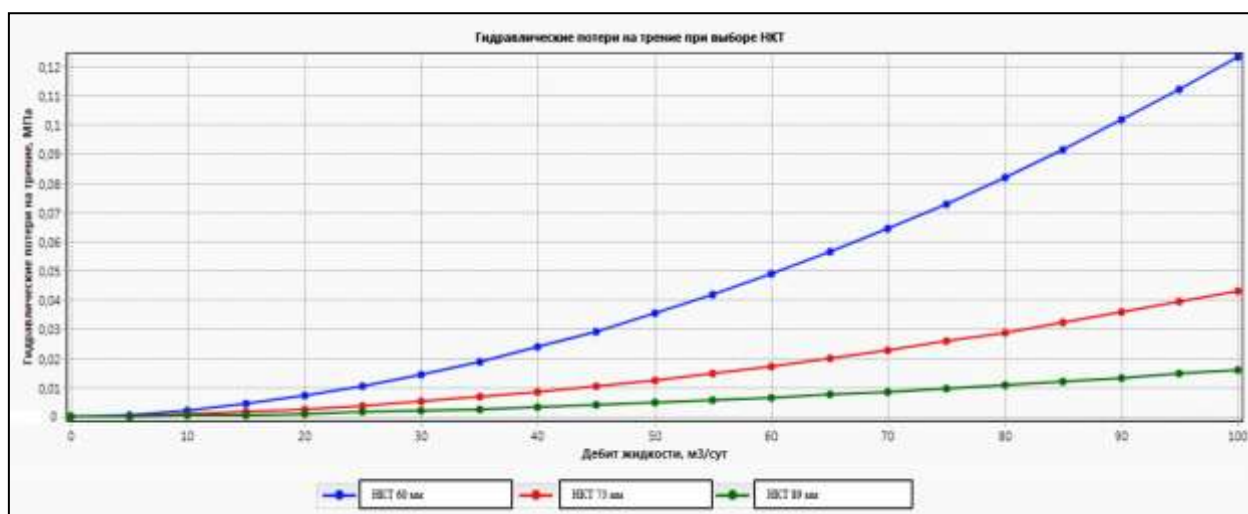


Рисунок 6.1.4 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения

Акшабулак Восточный наиболее удовлетворяет компоновка подъемника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении Акшабулак Восточный 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, съёмные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение

или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.1.4 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче предлагается использование установки электроцентробежного насоса (ЭЦН), хорошо зарекомендовавший себя на месторождении.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных ЭЦН

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электро-кабеля к ГНО, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1.5 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

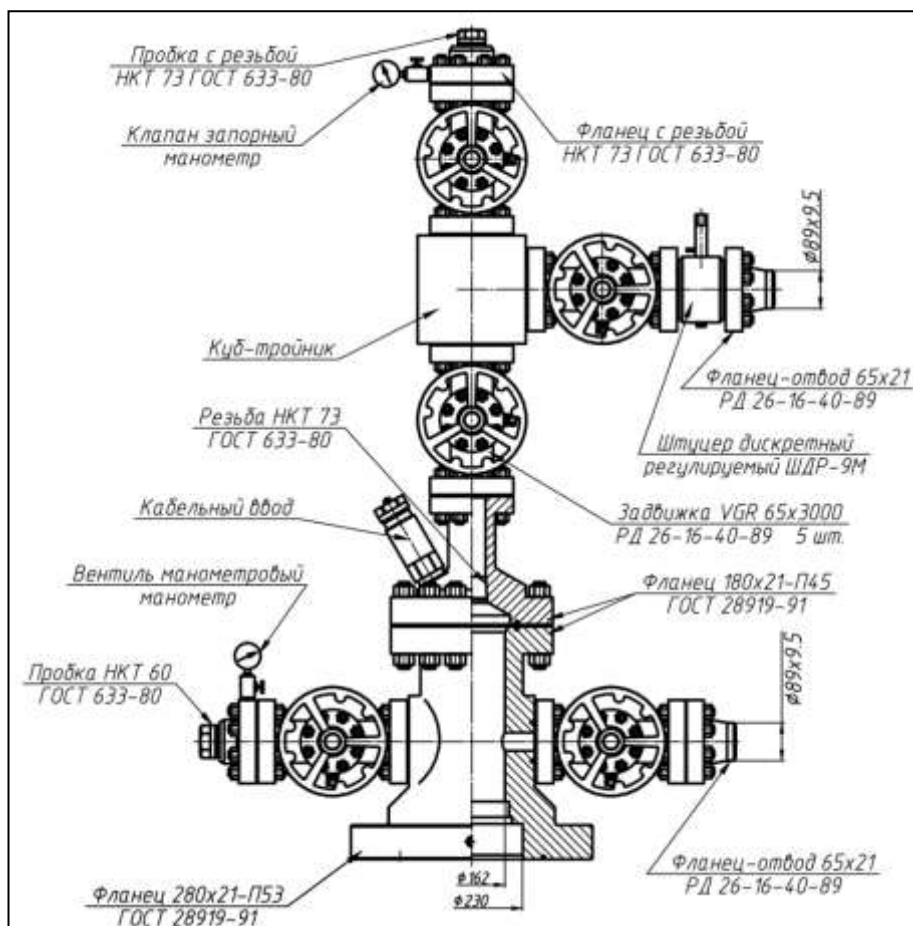


Рис. 6.1.5 – Устьевая арматура ЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Проекция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески, а сброс давления из затрубного пространства производится через встроенный в корпус трубной подвески перепускной клапан.

Наземное оборудование электроцентробежных установок представлено автоматическими станциями управления типа Электон-05 и Триол АК06 с частотно-регулируемыми приводами с обратной связью с ГНО посредством комплектной погружной телеметрии (станции имеют множество настроек для работы с ЭЦН и графическую панель отображения информации), масляным повышающим трансформатором для ЭЦН (типа ТМПН), газоотделительной электро-коробкой, площадкой и линиями электро-кабелей.

Внутрискважинное оборудование

При спуске ЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали)

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом условия для эксплуатации ЭЦН на месторождении Акшабулак Восточный являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация агрессивных компонентов, средняя глубина пластов и оптимальные размеры э/к. Указанные факторы сказываются на наработке ЭЦН, которая продолжает расти.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Осложняющими факторами эксплуатации скважин на месторождения Акшабулак Восточный являются асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании, а также коррозия промыслового оборудования.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

В процессе эксплуатации скважин месторождения Акшабулак Восточный возникают осложнения, связанные со специфической особенностью нефти – содержанием в ней тяжелых углеводородов в среднем по месторождению: парафина – 5,72 %, смол – 11 %, асфальтенов – 0,557 %. Содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых веществ

приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и при фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых при механизированной добыче, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линии горячей нефтью и горячей водой.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

В настоящее время по месторождению Акшабулак Восточный осуществляется механическое скребкование ствола НКТ скребками лезвийными (с ножами) для УДС, D -58 мм. Длина скребка - 1900 мм. Масса - 10кг. УДС (установка депарафинизации скважин) назначение: механическая очистка от парафина труб НКТ фонтанных и оборудованных ЭЦН-ами нефтяных скважин

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых при механизированной добыче, на месторождении применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (РауанНалко), PDH-4060 (HIMRON) из расчета на 1 м³ теплоносителя - 1-2 литра диспергатора парафина.

На месторождении Акшабулак Восточный проводятся различные мероприятия по борьбе с осложнениями связанными с АСПО. Такие как, обработка горячей водой (ОГВ) с применением диспергатора парафина в концентрации 1 литр на 1 м³, очистка парафина скребками методом скребирования полости НКТ. При проведении горячих обработок скважин нефтью или водой (ОГН и ОГВ) применяется РАНДАП-6021- диспергатор парафина. Использование данного реагента направлено на предотвращение повторных АСПО при снижении температуры несущей жидкости после проведения ОГН.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. Данные мероприятия по защите от АСПО на месторождении Акшабулак Восточный являются эффективными.

Как следует из представленных данных, фонд скважин, подверженных парафинизацией составляет более 70% от фонда эксплуатационных скважин, и проблема защиты промышленного оборудования от АСПО продолжает оставаться весьма значительным.

Также необходимо проводить работы по выбору других эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных лабораторных исследований.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутринефтепромыслового оборудования

Месторождение Акшабулак Восточный характеризуется высоким содержанием механических примесей в ГЖС до 1,08 % (масс.), что может существенно ускорять протекание локальных коррозионных процессов.

Пластовые воды Ю-III, рассолы хлоркальциевого типа с наибольшей минерализацией 106,3 г/л. Содержание сульфатов – 12,4 мг-экв/л. Воды жесткие, нейтральные, показатель pH, на уровне 7,0. Пластовые воды Ю-II представлены одной пробой, из скважины 34, похожи на воды продуктивного горизонта Ю-III.

Присутствие в пластовых водах большого количества ионов хлора и сульфата может инициировать локальную коррозию и внедряются в пассивирующую поверхность металла оксидные или сульфидные плёнки, способствует их локальному растворению и, тем самым,

инициирует локальные коррозионные процессы в виде язв и питтингов. Присутствие значительного количества сульфатов в подтоварных водах может инициировать появление сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфаторедукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода.

Для защиты от коррозии системы сбора и подготовки нефти применяется ингибитор коррозии марки РАНКОР-1105 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 25 гр/м³. Ингибитор коррозии РАНКОР- 1105 - предназначен для коррозионной защиты наземного оборудования и коллекторов системы водоподготовки начиная от трехфазных сепараторов на центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), установке предварительного сброса воды (УПСВ), до технологических линии и оборудования блочно-кустовых насосных станции (БКНС), а также внутрипромысловых коллекторов транспортирующие высокообводненную жидкость.

Для подавления и контроля роста СВБ (сульфатовосстанавливающие бактерии) и для защиты от биокоррозии нефтепромыслового и газодобывающего оборудования, контактирующего со средами носителями, зараженными СВБ бактериями на месторождении Акшабулак Восточный применяется бактерицид марки Ранцид-7009 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 40гр/м³.

Как и при парафиноотложений, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промыслового оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения марки «Ранскейл»-4115» производитель ТОО «Рауан-Налко» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга - наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Таким образом мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО на месторождении Акшабулак Восточный показывают свою эффективность и позволяют повысить

производительность скважин. В таблице 6.2.1 приведены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.1 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность
1	На период прогноза	Тепловые методы удаления АСПО: ОГН, ОГВ	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика
2		Механические методы удаления АСПО: (скребки, парафинорезки).	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика
3		Ввод ингибиторов коррозии	Нагнетательные скважины, трубопроводы, промысловое оборудование и на вход резервуара пластовой воды	Постоянно
4		Промывка песчаных пробок	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика

6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Описание существующей системы сбора ТОО «СП «Казгермунай»

По состоянию на 01.01.2026 г фонд действующих добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный составляет 7 ед. №34, 39, 33, 42, 70, 02, 44. Скважина №40 находится в наблюдательном фонде, скважина №43 в консервации.

Технология промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Акшабулак Восточный осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам из стекловолоконного материала Ø114x7 мм, проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа АГЗУ-4 «ОЗНА»-массомер 400-14 и АГЗУ-101 (ГУ-1) «ОЗНА»-массомер 1500-14.

В таблице 6.3.1 представлены характеристики выкидных линий добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный.

Таблица 6.3.1 — Технические характеристики выкидных линий добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный

Марка АГЗУ	№ АГЗУ	№ скважин	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материальное исполнение трубопровода
«ОЗНА»-массомер 1500-14	101	34	114x7	7023	Стекловолоkn.
		39	114x7	8800	Стекловолоkn.
		33	114x7	7650	Стекловолоkn.
		42	114x7	5775	Стекловолоkn.
ОЗНА-Массомер 400-14	4	70	114x7	690	Стекловолоkn.
		02	114x7	1040	Стекловолоkn.
		44*	114x7	1404	Стекловолоkn.

*Скважина №44 подключена к АГЗУ-4 через выкидную линии скважины Акш №483.

После замера газожидкостная смесь с АГЗУ-1, расположенная на ГУ-1 (на момент составления отчета ГУ-1 находится в консервации) по сборному коллектору Ø219*6 мм протяженностью 3700 км поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти. Далее газ совместно с газом Акшабулак Ц. направляется на УПГ-1/2, нефть подготавливается на ЦППН.

Принципиальная схема системы сбора месторождения Акшабулак Восточный представлена на Рисунке 6.3.1.

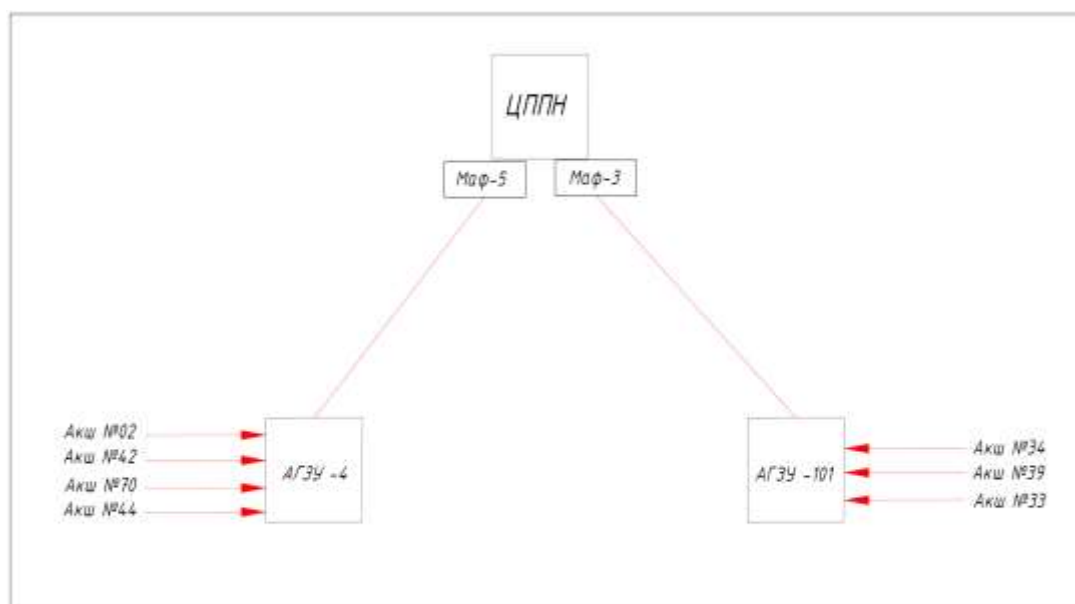


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема движения газожидкостной смеси месторождения Акшабулак Восточный (во время консервации ГУ-1)

Согласно рекомендуемому варианту разработки, в 2026 году по контрактной территории «Казгермунай» планируется бурение добывающей скважины №71. Для обустройства данной скважины необходимо предусмотреть прокладку стекловолоконной выкидной линии размером Ø114х7 и дальнейшим подключением к существующему АГЗУ.

Описание технологического процесса подготовки продукции на ЦППН Акшабулак

Поток нефтегазовой жидкости из АГЗУ -101 з через АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101 поступает на УПСВ в трехфазный сепаратор первой ступени V-3101.

В трехфазном сепараторе первой ступени V-3101, происходит разделение газожидкостной смеси на газ, нефть, пластовую воду. Перед трехфазным сепаратором с установки дозирования хим. реагента ТА-7101, для улучшения процесса водоотделения производится подача деэмульгатора. Дренаж водонефтяной жидкости из трехфазного сепаратора первой ступени V-3101, производится в одну из дренажных емкостей ЕП-63, ЕП-75. Откачка из дренажных емкостей осуществляется погружными насосами по трубопроводу Ø219х8 мм в отстойники воды ОВ-1/2 установки подготовки пластовой воды (УППВ). Перед отстойниками воды ОВ-1/2 (УППВ) технологическая линия сточной воды разветвляется, и по трубопроводу Ø219х8 мм основная часть сточной воды направляется в резервуары временного хранения сточной воды на УПСВ (РВС-1/2 2000 м³).

Часть газа из трехфазного сепаратора первой ступени V-3101, направляется на узел регулирования откуда подается на вход компрессоров высокого давления ЦПиТГ (цех подготовки и транспортировки газа), который установлен в месте подключения газопроводов от ЦППН к ЦПиТГ.

Далее нефтегазовая жидкость из трехфазного сепаратора первой ступени V-3101 проходит через теплообменник Е-3102, где нагревается до температуры 70°C и поступает в трехфазный сепаратор второй ступени V-3102. Из трехфазного сепаратора второй ступени V-3102 вода сбрасывается в одну из дренажных ёмкостей: ЕП-63, ЕП-75, разделенный газ со второй ступени сепарации через узел регулирования газа подается на вход компрессоров

низкого давления ЦПиТГ. Из трехфазного сепаратора второй ступени V-3102 нефть поступает в дегазатор V-3120, где происходит окончательное отделение газа от нефти и через трансферные насосы (Р-3120 А,В,С) перекачивается на резервуары РВС-5000.

Добытая нефтегазовая жидкость с АГЗУ-4 по нефтепроводу жидкость поступает в манифольд 5". Весь поток жидкости, поступивший по манифольду 5" на ЦППН, сначала поступает в трехфазный сепаратор высокого давления первой ступени V-3111.

Отделившаяся в сепараторе первой ступени V-3111 нефть, проходит через теплообменник Е-3112, где нагревается до температуры 65-70°C, после чего сначала поступает в трехфазный сепаратор второй ступени V-3112 объемом, а затем в дегазатор V-3120 в котором происходит окончательное отделение газа от нефти. Пластовая вода из сепаратора второй ступени V-3112 сбрасывается в дренажную емкость ЕП-63 или ЕП-75, для дальнейшей перекачки на УППВ или УПСВ. Перед перекачкой в поток воды предварительно вводится ингибитором коррозии.

Разделенный газ со второй ступени сепарации V-3112 через узел регулирования газа подается на вход компрессоров низкого давления ЦПиТГ.

В технологической схеме для замера дебита скважин напрямую с манифольда 5" и АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101, предусмотрена возможность подключения на сепаратор V-3101.

Нефтяной поток, поступившие на ЦППН по манифольду 5" и АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101, в дегазаторе V-3120 объединяются.

Газ после дегазатора V-3120 отводится в осушитель, в котором происходит отделение тяжелых фракций, которые затем поступают в буферную ёмкость объемом 4 м³. После осушителя, газ давлением 0,01-0,04 МПа поступает на газовые компрессоры С-3120 NBIC, в которых производится повышение давления до 0,3 МПа подается на линию газа низкого давления и перекачивается на ЦПиТГ.

Нефть после дегазатора V-3120 дожимными насосами Р-3120А/В/С (один резервный) откачивается в резервуарный парк Т-3201/03/04/05/06/07/08/09 объемом каждого резервуара -5000 м³. Из резервуарного парка, товарная нефть откачивается подпорными насосами Р-3202А/В и Р-101А/В/С/Д/Е, которые обеспечивают подачу товарной нефти на вход экспортных насосов Р-3201А/В и Р-201А/В/С.

После экспортных насосов Р-201А/В/С и Р-3201А/В установлены камеры запуска очистных устройств V-3303 и V-3305, которые предназначены для запуска очистных устройств в МН «Акшабулак-Кумколь» 219,1х7 мм. В конечной точке МН установлены камеры приема очистного устройства V-3304/06.

Нефтяной поток после замера в узле учета Z-3201А/В, перекачивается по МН Акшабулак-Кумколь, на узел сдачи товарной нефти м. Кумколь, где установлены камера приёма очистных устройств, теплообменник и бустерные насосы Р-3320 А,В,С. Для контроля качества сдаваемой товарной нефти на обеих линиях магистрального нефтепровода имеются автоматические пробоотборники нефти.

Принципиальная схема ЦППН Акшабулак отображена на Рисунке 6.3.2.

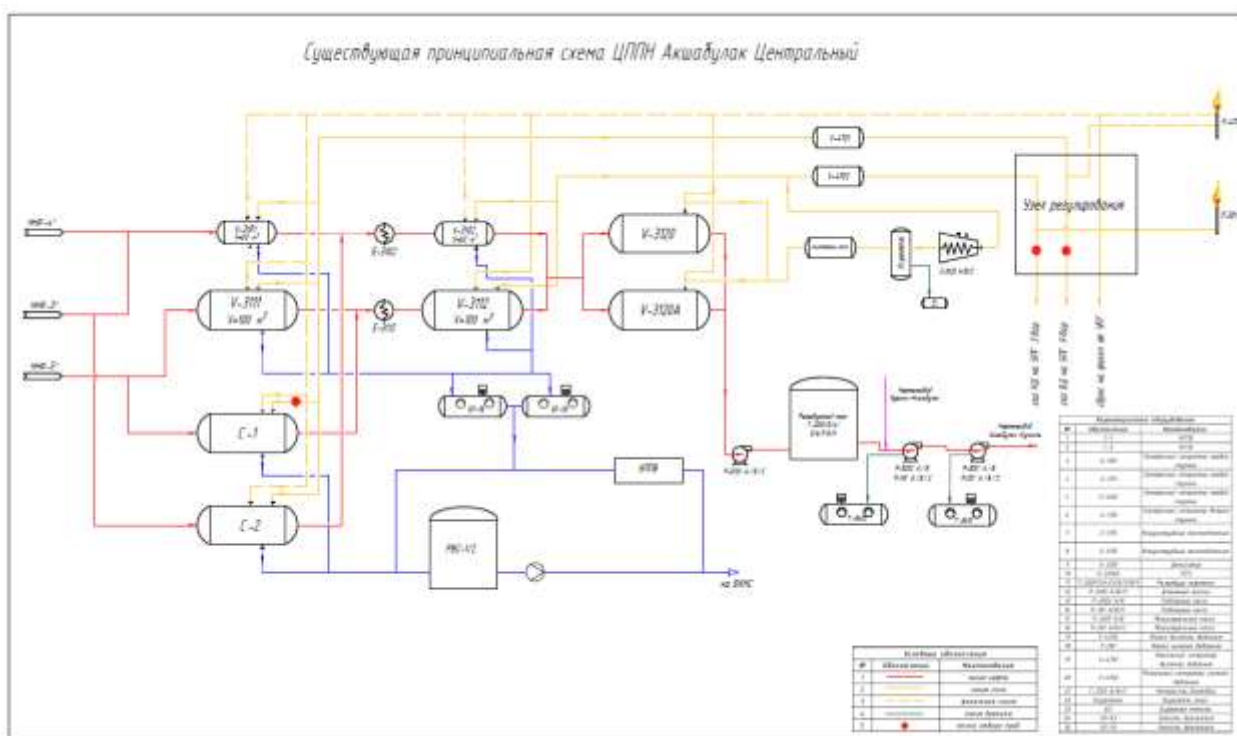


Рисунок 6.3.2 - Существующая принципиальная схема ЦППН Акшабулак Центральный

Описание технологического процесса подготовки газа на УПГ-1/2

Подготовка газа осуществляется на УПГ-1/2. Сырой газ поступает с ЦППН месторождения Акшабулак Центральный на УПГ-1/2 двумя потоками низкого и высокого давления, а также от узла регулирования, к которому подсоединены все потоки сырого газа по отдельным газопроводам от ГУ-1, УПН и Аксай(ЦПС). Распределение потоков сырого газа происходит на самом узле регулирования.

Газ низкого давления компримируется, охлаждается в воздушном холодильнике и поступает в сепаратор низкого давления, где отделяется от газожидкостной смеси. Отделившийся от газожидкостной смеси газ поступает в сепаратор деэтанизатора, компримируется и смешивается с потоком поступающего газа высокого давления.

Общий поток поступает на компрессорные установки, компримируется, затем охлаждается в воздушных холодильниках. Этот процесс состоит из двух ступеней. После охладителя II ступени поток подается в сепаратор сброса воды через рекуперативный теплообменник с регистрацией температуры потока на входе и выходе. Через рекуперативный теплообменник и пропановый охладитель поток газа поступает в низкотемпературный сепаратор, где происходит разделение легкой и тяжелой фракций углеводородов.

Отделившийся сухой газ подается через рекуперативный теплообменник в компрессор III ступени, и после охлаждения подается в магистральный газопровод. Очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО НК «QazaqGaz».

Отделившаяся газожидкостная смесь подается в сепаратор деэтанизатора, а затем в колонну деэтанизатора, где методом ректификации происходит разделение легкокипящего компонента (C_2) от тяжелых (C_3 , C_4 , $C_{5+выс}$). Отделившиеся легкие фракции из сепаратора и верха колонны деэтанизатора подаются в рекуперативный теплообменник, откуда нагретый

газ поступает в рециркуляционный компрессор и далее компрессором III ступени в магистральный газопровод.

Отделившиеся тяжелые компоненты газа (C_3 , C_4 , $C_{5+выс}$) подаются в колонну дебутанизации, где методом ректификации происходит разделение компонентов пропано бутановой составляющей (C_3 , C_4) из конденсата. Из верха колонны поток пропано бутановой составляющей поступает в пропановый охладитель, далее в сепаратор дебутанизатора, после чего насосами перекачивается в охладитель. Охлажденный товарный сжиженный газ направляется на хранение для дальнейшей реализации.

Отделившаяся газожидкостная смесь с низа колонны поступает на ребойлер, далее на охладитель, после чего направляется насосами на ЦППН для дальнейшей переработки.

Поскольку температура газа после каждой стадии охлаждения находится ниже температуры его гидратообразования, перед теплообменниками предусмотрен ввод 80%-ного раствора моноэтиленгликоля.

Принципиальная схема УПГ-1/2 отображена на Рисунке 6.3.3-6.3.4.

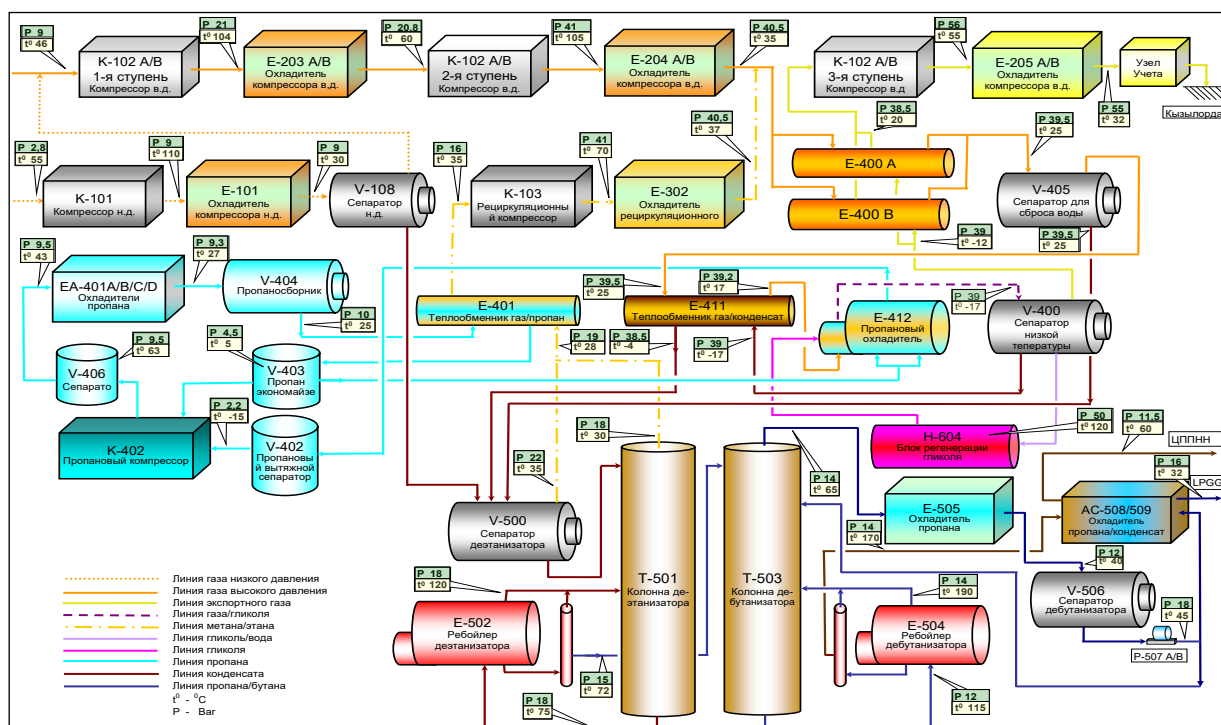


Рисунок 6.3.3 - Принципиальная схема УПГ-1

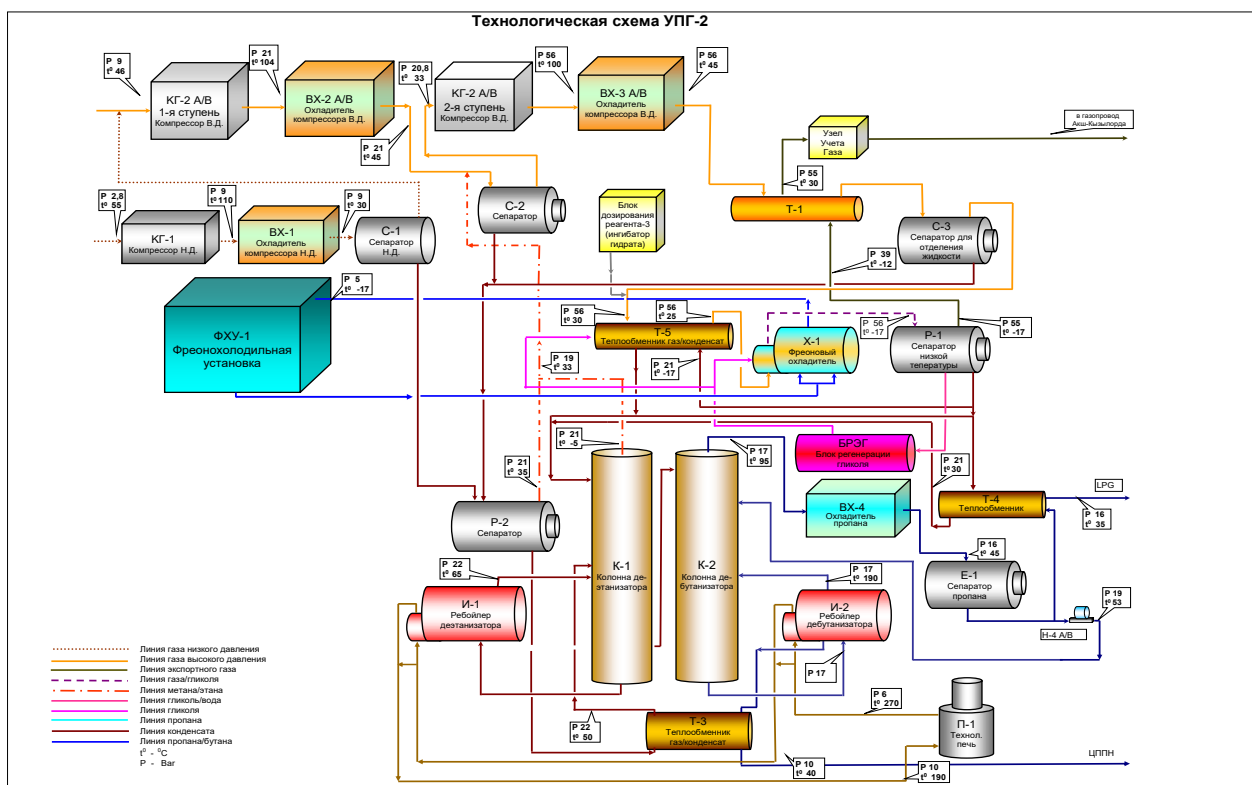


Рисунок 6.3.4 - Принципиальная схема УПГ-2

Норматив технологических потерь нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке и транспортировке месторождения Акшабулак Восточный составляет – 0,0967 %, норматив технологических потерь газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке месторождения Акшабулак Восточный составляет – 0,05 %.

Технологические потери нефти и газа — это (предельный) объем потерь нефти и газа, обусловленный технологическими процессами добычи, подготовки, переработки и транспортировки при современном уровне техники и технологии и при полном соблюдении действующих требований нормативных технических документов, документов по стандартизации, и иных правил и инструкций.

ТОО «Саутс Ойл»

По состоянию на 01.01.2026 год фонд добывающих скважин составляет 4 ед.: 18, 19, 20 и 22.

Согласно рекомендуемому варианту разработки, в 2026 году го контрактной территории «Саутс Ойл» ввод из наблюдательного фонда скважины №21.

В настоящее время на месторождении Акшабулак Восточный территории компании ТОО «Саутс Ойл» обустроены все скважины добывающего, наблюдательного и фонда в консервации.

Принципиальная блок схема Установки предварительного сброса воды (УПСВ) Акшабулак Восточный представлена на рисунке 6.3.4.

Установка предварительного сброса воды предназначено для герметизированной системы сбора нефти от скважин м/р Акшабулак Восточный и отделения пластовой воды

от нефти на установке предварительного сброса, сбора и подготовки пластовой воды с последующей закачкой в нагнетательные скважины для системы ППД и подачи отделившейся нефти резервуары для временного хранения нефти с последующей перевозкой автоцистерной на ЦППН м/р «Кенлык».

На площадке УПСВ-Акш. установлены следующие сооружения и оборудование:

- АГЗУ “Спутник” на 8 скважин;
- Площадка слива с автоцистерн;
- Площадка налива в автоцистерны;
- Насосная станция приема и налива автоцистерн;
- Отстойник с разделом фаз типа ОГН-63-10-09;
- Резервуары пластовой воды 2 шт. по $V=100 \text{ м}^3$;
- Резервуары хранения нефти 2 шт. по $V=75 \text{ м}^3$;
- Площадка блока дозирования химреагентов;
- Площадка емкости дренажной подземной $V=25 \text{ м}^3$;
- Площадка под блок фильтров и учета воды;
- Блок бустерных насосов;
- Блок высоконапорных нагнетательных насосов;
- Паровой котел Е2,5/09Г;
- Факельная система;
- ДЭС;
- ШСУ.

Установка предварительного сброса воды предназначена для предварительного обезвоживания нефти, поступающей от скважин, а также для замера количества нефти, газа и воды.

Газожидкостная смесь проходит через «Теплообменник», где подогревается до 45-55°C, поступает в сепаратор НГС, где разделяется на две фазы жидкость – газ.

Попутный нефтяной газ, полученный в процессе нефтегазовой сепарации, используется на собственные нужды для топлива парового котла Е-2,5/09Г для нагрева теплоносителя в «Теплообменнике», аварийный сброс газа осуществляется через факельную систему.

Жидкость поступает в отстойник раздела фаз с нефтеуловителем, где окончательно разделяется на нефть с остаточной обводненностью до 1-5% и воду с остаточным содержанием нефти и механических примесей не более 30-40 мг/л.

Для лучшего обезвоживания нефти перед УПСВ в трубопровод жидкости подается деэмульгатор от блока дозирования химреагента. Отстоявшаяся нефть из отстойника раздела фаз под давлением поступает в резервуары для хранения нефти. Резервуар для хранения нефти предназначен для приёма, отстоя и с последующей перевозкой автоцистерной на ЦППН м/р «Кенлык».

Вода из отстойника поступает в резервуары для хранения пластовой воды. Резервуар пластовой воды предназначен для приёма, отстоя и выдачи пластовой воды.

Для снижения коррозионного воздействия пластовой воды на материал трубопроводов и оборудования, а также для предотвращения накипеобразования в трубопровод подачи пластовой воды дозируется Ингибитор коррозии «Пральт-11 марка Б», ТУ 2458-007-48692390-2008. Дозировка ингибиторов осуществляется автоматизированными блочными установками БДР-10 в количестве 20-30 г. на тонну.

Предусмотрена очистка и учёт пластовой воды перед высоконапорными насосами в блоке фильтров с фильтрами 2-ед. (1раб., 1 рез.) и турбинными счётчиками воды.

Оборудование БКНС принято модульно-блочного типа полной заводской готовности. В блоке бустерных насосов предусмотрена установка 2 насосов (1раб., 1рез.) Р-03А/В, типа – Х80-50-250. В блоке высоконапорных насосов предусмотрена установка 2-х нагнетательных насоса типа – горизонтальный насосный комплекс ГНК 400-1600, который оснащен устройствами плавного пуска, устанавливаемыми в модульном блоке насосной станции. Блок высоконапорных насосов комплектуется отдельным блоком управления, с системой контроля и автоматизации. Все сигналы контроля и автоматизации отдельными кабелями выводятся на пульт оператора.

Рабочее давление нагнетания высоконапорных насосов $P_{\text{раб}}=14$ МПа (140 кгс/см²). Закачка пластовой воды в скважины высоконапорными насосами осуществляется через блок гребенок.

Дренажная емкость ДЕ-01 объемом 63м³ предназначена для опорожнения оборудования и технологических линий от нефти при авариях, при проведении планового и текущего ремонта. Опорожнение дренажной емкости осуществляется полупогружным насосом НВ 50/50, установленным на дренажной емкости с подачей жидкости на вход сепаратора. Емкость снабжена прибором КИП и А для измерения текущего уровня. Отключение насоса сблокировано с нижним уровнем жидкости в ёмкости. В аварийных ситуациях предусмотрена откачка из дренажных емкостей в автоцистерны.

Все технологические параметры измерения, регулирования, контроля и аварийной сигнализации БКНС, через блок управления высоконапорными насосами, выводятся на компьютерную систему промышленной автоматизации, расположенной в операторной.

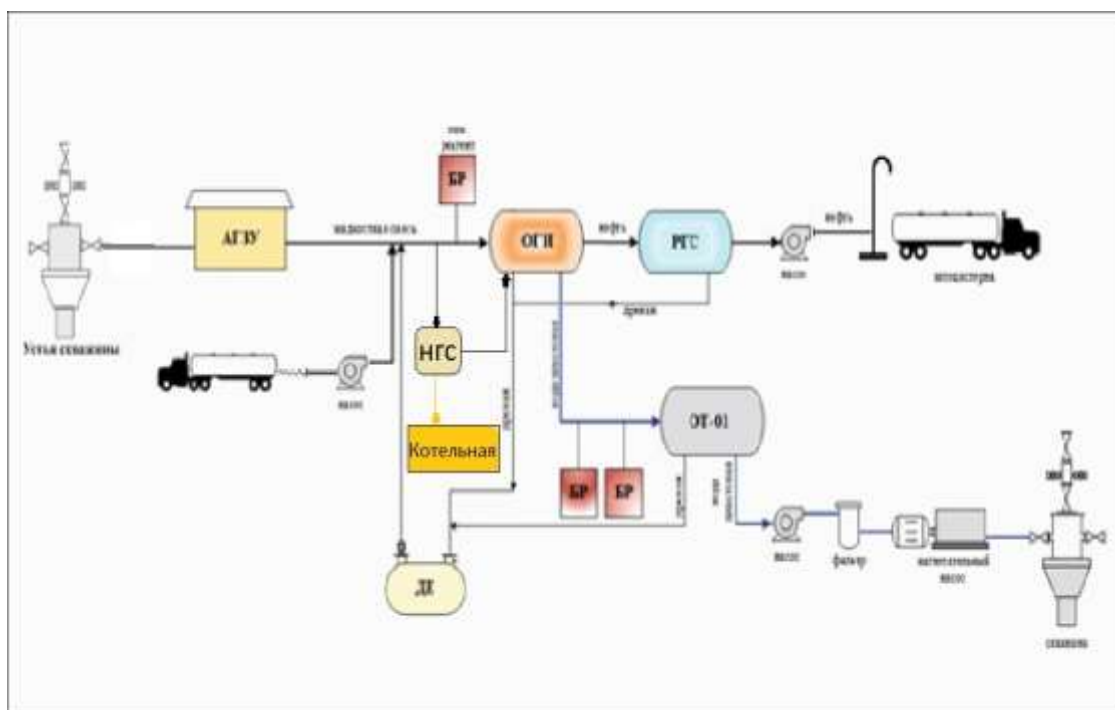


Рисунок 6.3.5 - Принципиальная блок-схема установки предварительного сброса воды (УПСВ) на территории «Саутс Ойл»

Рекомендации:

1. Осуществлять сбор скважинной продукции и промышленного транспорта по герметизированной системе, во избежание попадания кислорода в ГЖС.

2. Осуществлять процесс добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти, не превышая предельно допустимые объемы технологических потерь.

3. Проводить мониторинг коррозии технологического оборудования и трубопроводов.

6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

ТОО «СП «Казгермунай»

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Акшабулак Восточный ведется согласно «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «СП Казгермунай» на период с 2025-2027 гг», утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №11/3 от 25.07.2025г).

Согласно Программе, весь объем добытого газа транспортируется на подготовку на УПГ-1/2, откуда очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО НК «QazaqGaz», сжиженный газ подается на терминал хранения и налива СУГ и далее реализовывается автогазовозами, а отделившийся нестабильный газовый конденсат направляется на ЦППН для дальнейшей переработки.

Технологически неизбежное сжигание газа на месторождении Акшабулак Восточный не предусмотрено.

Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» приведен в Таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» (вариант-1)

№	Наименование	Объем газа, млн. м ³										
		годы										
п/п		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Объем добычи газа (V ₁)	1,149	0,861	0,631	0,541	0,461	0,357	0,321	0,304	0,284	0,238	0,200
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Объем технологических потерь газа (V ₂)	0,000574 5	0,000430 5	0,000315 5	0,000270 5	0,000230 5	0,000178 5	0,000160 5	0,000152	0,000142	0,000119	0,0001
4	Объем поставки газа на УПГ-1/2 (V ₅)	1,148426	0,860570	0,630685	0,540730	0,460770	0,356822	0,320840	0,303848	0,283858	0,237881	0,199900
5	Объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» (рекомендуемый вариант 2)

№	Наименование	Объем газа, млн. м ³											
		годы											
п/п		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Объем добычи газа (V ₁)	1,278	1,116	0,866	0,748	0,643	0,516	0,460	0,426	0,391	0,332	0,282	0,240
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Объем технологических потерь газа (V ₂)	0,000639	0,000558	0,000433	0,000374	0,000321 5	0,000258	0,00023	0,000213	0,000195 5	0,000166	0,000141	0,0001 2
4	Объем поставки газа на УПГ-1/2 (V ₅)	1,277361	1,115442	0,865567	0,747626	0,642679	0,515742	0,459770	0,425787	0,390805	0,331834	0,281859	0,2398 80
5	Объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,0000 00

ТОО «Саутс ойл»

Утилизация сырого газа на месторождении Акшабулак Восточный ТОО «Саутс ойл» осуществляется согласно «Программы развития переработки сырого газа месторождения «Акшабулак Восточный» на 2026-2028 годы» (Протокол №23/7 от 07.11.2025 г.).

Согласно Программе, выделившийся в нефтегазовом сепараторе на УПСВ газ на используется на собственные нужды в котельной с котлом Е-2,5-09Г (котел подогрева) с подобранной газовой горелкой Baltur 150P с возможностью утилизации газа с минимальным давлением 0,3 бар и расходом по сырому газу 6,8-76,1 м³/час, что в свою очередь позволяет добиться полной утилизации добываемого сырого газа.

Технологически неизбежное сжигание газа на месторождении Акшабулак Восточный не предусмотрено.

Таблица 6.4.4 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «Саутс Ойл» (вариант-1)

№	Добыча газа и его использование	Объем газа млн. м ³								
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа	0,322	0,287	0,256	0,229	0,204	0,177	0,153	0,137	0,122
2	Использование на собственные нужды сырого газа	0,322	0,287	0,256	0,229	0,204	0,177	0,153	0,137	0,122

Таблица 6.4.5 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «Саутс Ойл» (рекомендуемый вариант-2)

№	Добыча газа и его использование	Объем газа млн. м ³								
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча газа	0,342	0,323	0,288	0,257	0,229	0,200	0,173	0,155	0,138
2	Использование на собственные нужды сырого газа	0,342	0,323	0,288	0,257	0,229	0,200	0,173	0,155	0,138

Выводы:

1. Осуществлять утилизацию газа месторождения Акшабулак Восточный, согласно утвержденным Программам развития и переработки газа.
2. Осуществлять процесс добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа, не превышая предельно допустимые объемы технологических потерь.

6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента

ТОО «СП «Казгермунай»

Согласно настоящему проектному документу на месторождении Акшабулак Восточный закачка рабочего агента в систему поддержания пластового давления не предусмотрено.

ТОО «Саутс Ойл»

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.

Газожидкостная смесь со скважин поступает на УПСВ, где осуществляется предварительное обезвоживания нефти.

В УПСВ производится отделения пластовой воды от нефти, сбора и подготовки пластовой воды с последующей закачкой в нагнетательные скважины для системы ППД. Установка предварительного сброса воды предназначена для предварительного обезвоживания нефти, поступающей от скважин, а также для замера количества нефти и воды.

На 01.01.2026г фонд нагнетательных скважин составляет 2 (№1, №9) скважины.

Вода из отстойника поступает в резервуары для хранения пластовой воды. Резервуар пластовой воды предназначен для приёма, отстоя и выдачи пластовой воды. Уровень жидкости в резервуаре заблокирован с насосами. Отключение насосов заблокировано с аварийным нижним уровнем воды в резервуаре. Для снижения коррозионного воздействия пластовой воды на материал трубопроводов и оборудования, а также для предотвращения накипеобразования в коллектор подачи пластовой воды дозируется Ингибитор коррозии марки «Пралът-11 марка Б». Дозировка ингибиторов осуществляется автоматизированными блочными установками «БДР-10». Предусмотрена очистка и учёт пластовой воды перед высоконапорными насосами в блоке фильтров с фильтрами 2-ед. (1раб., 1 рез.) и турбинными счётчиками воды.

Оборудование БКНС принято модульно-блочного типа полной заводской готовности. В блоке бустерных насосов предусмотрена установка 2 насосов (1раб., 1рез.), типа – «Х80-50-250». В блоке высоконапорных насосов предусмотрена установка 2-х нагнетательных насоса типа –горизонтальный насосный комплекс ГНК 400-1600, который оснащен устройствами плавного пуска, устанавливаемыми в модульном блоке насосной станции. Рабочее давление нагнетания высоконапорных насосов Р-14 МПа. Закачка пластовой воды в скважины высоконапорными насосами осуществляется через блок гребенок.

Анализ мощности системы ППД

На прогнозный период 2026-2034 год максимальная закачка воды ожидается в 2030 году 95,5 тыс м³/год.

Максимальная производительность имеющего насоса ЗГНК 7А-400-1600 системы ППД месторождения составляет 146,0 тыс. м³/год. В качестве резервной установки имеется насосная установка ЗГНК 7А-400-1600. В случае увеличения объема закачки, данные насосные установки смогут обеспечить необходимые режимы закачки воды системы ППД.

В таблице 6.5.1 приведены техническая характеристика насосной установки ЗГНК

7А-400-1600.

Таблица 6.5.1 – Техническая характеристика насосной установки ГНК 1600-400

Индекс по схеме, марка	Подача, м³/сут	КПД, %	Подача, м³/год
ЗГНК 7А-400-1600	400	68	146000

Требования к качеству закачиваемой воды

При применении системы ППД, особое внимание уделяется качеству закачиваемого агента в пласт, так как следствием некачественной подготовки и закачки является загрязнение пластов и низкий коэффициент нефтеотдачи.

Результаты физико-химического состава вод месторождения Акшабулак Восточный (Саутс-Ойл) отображены в Таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 - Результаты физико-химического состава вод месторождения Акшабулак Восточный (Саутс Ойл)

Плотность при 20°C, г/см³	рН	Содержание ионов, мг/дм³						Содержание нефтепродуктов, мг/дм³	Механические примеси, мг/дм³
		HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺		
1,045	7,3		7	1,4	0,3	0,09	1,3	0,125	60
1,045	7,0		8	1,7	0,36	0,11	1,5	0,130	68

Согласно СТ РК 1662-2007, закачиваемая в пласт вода должна соответствовать нормам качества воды:

Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5. Согласно анализу воды, показатель находится в пределах.

Фильтрационная характеристика

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 - 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

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород по I объекту составляет 0,3856 мкм². Допустимое содержание механических примесей – до 30 мг/л, нефти - до 30 мг/л

Содержание растворенного кислорода

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л. Для полного и корректного анализа информации по качеству рабочего агента, рекомендуется проведение исследований по содержанию растворенного кислорода в закачиваемой воде, так как присутствие данного компонента в воде способствует образованию процессов коррозии.

Набухаемость пластовых глин

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

Коррозионная активность

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9. 506. Рекомендуется обеспечить контроль за коррозионной активностью металла трубопроводов.

Содержание сероводорода

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)

Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

Рекомендуется, проведение мониторинга содержания СВБ в закачиваемой воде, а также профилактических мероприятий с целью предотвращения их образования.

Содержание ионов трехвалентного железа

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Выводы и рекомендации

- Существующая мощность системы ППД вполне способна обеспечить достижение проектных показателей закачки воды.
- Для контроля за качеством закачиваемой воды необходимо проводить регулярный отбор и анализ проб. Контроль за качеством подготовленной для заводнения воды осуществлять: на выходе из водоочистной установки и на устье наиболее удаленной

нагнетательной скважины.

- Согласно СТ РК 1662-2007 (пункт 4.1) для приведения качества воды системы ППД до уровня, соответствующего требованиям, должны быть проведены соответствующие технологические приемы очистки и подготовки воды.

6.6 Рекомендации 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

В данном разделе рекомендуемая конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора и другие аспекты бурения рассматриваются в технических проектах на строительство скважин.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, графика совмещенных давлений, опыта бурения ранее законченных скважин в сходных горно-геологических условиях, анализа данных имевших место осложнений, с учетом технологических регламентов, а также материально-технических и экономических ограничений, выявленных по охране недр и окружающей среды.

В рамках настоящего отчета «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» по основному варианту предусматривается бурение одной вертикальной эксплуатационной скважины №71, а также одной оценочной скважины №72, на контрактной территории АО «Казгермунай».

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, и анализа ожидаемых осложнений.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн 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 №71, рекомендуется следующая конструкция на месторождении Акшабулак Восточный:

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 2100м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция эксплуатационной скважины №71 и резервной скважины №73 (таблица 7.1.1).

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция вертикальной эксплуатационной скважины №71 и резервной скважины №73

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	660,4	508,0	20	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2100	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

По оценочной скважине рекомендуется следующая конструкция для скважины №72.

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 2100м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция для оценочной скважины №72 (таблица 7.1.2)

Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция для оценочной скважины №72

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	-	2300,0	3	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2100	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Комплекс ПВО обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 2100м., и быть достаточно высокой транспортабельностью и монтаже способной.

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения проектируется согласно п.2.2.3.14 РД 08-200-98 и с учетом опыта строительства скважин на месторождении Акшабулак Восточный.

Бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1700 кН. (ЗЖ-30).

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления буровых растворов, 4-х ступенчатой очисткой, песко-илоотделителями, центрифугами и дегазаторами. В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питаются от дизель-электрической станции. Буровые насосы, входящие в комплект вышеназванных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения.

При бурении вертикальной скважины с целью недопущения искривления должны применяться маятниковые компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, РД и рабочему проекту на строительство скважин.

Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной эксплуатационной скважины №71 и резервной скважины №73, с проектной глубиной 2100м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	34,24
В том числе, бурение	24,95
крепление	9,29
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	49,74

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для оценочной скважины №72, с проектной глубиной 2100м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	34,24
В том числе, бурение	24,95
крепление	9,29

Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	49,74

Рекомендации по улучшению качества цементирования:

Крепление скважин обсадными колоннами должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1975г и с «Инструкцией по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», Астана, 2005г.

Очень важную роль играет при строительстве скважин – это крепление скважины.

Как показывает опыт крепления скважин на месторождении Акшабулак Восточный, повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования.

Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонной нужно следовать нижеследующим рекомендациям:

- перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- предоставить на буровую результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия качества тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д. в соответствии с результатами геофизических исследований;
- качество и количество буферной жидкости (не менее 200м за колонной);
- при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе и предусмотреть возможности применения цементирования двумя порциями. Первая порция с плотностью цементного раствора $1,89 \text{ г/см}^3$ с забоя до перекрытия продуктивной толщи и вторая порция, облегченная с плотностью $1,50-1,60 \text{ г/см}^3$, высота подъема цемента до устья;

- Качество цементирования обсадных колонн в общем хорошее, несмотря на некоторое снижения процента хорошего сцепления по сравнению с предыдущими годами. Практически выполнены требования по креплению скважин. Нижняя продуктивная часть пласта зацементирована при плотности $1,89 \text{ г/см}^3$, верхняя часть при плотности $1,50 \text{ г/см}^3$. Продуктивные интервалы скважин имеют хорошее сцепление цемента с колонной и породой.

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 полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355) репрессия на пласт не должна превышать 10-15% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Акшабулак Восточный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- прихватоопасность;
- поглощения бурового раствора в продуктивной толще с потерей циркуляции;
- нефтегазопроявления;
- сальникообразования;
- кавернообразования.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями нижнего мела и верхней юры, в разрезе которых содержится до 50 % высококоллоидальных глин, а также, учитывая высокую глинистость самих продуктивных пластов (до 25 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и может приводить к увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного гранулометрического состава) во избежание загрязнения коллектора;
- так как во флюидах продуктивных пластов содержатся H_2S и CO_2 , то необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы их.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 3 - 4 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы в нем и плотности его), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек, соответствующими проходимому разрезу, песко- и илоотделители, центрифугу (при необходимости).

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия продуктивных пластов.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

Скважину рекомендуется тщательно подготовить к перфорации и последующему спуску подземного оборудования, а именно, при необходимости, подбурить цементный стакан до нужной глубины, а эксплуатационную колонну прорайбировать и проскрепировать для удаления со стенок цементной и глинистой корок и ржавчины. Скважину тщательно промыть технической водой. Сменить техническую воду на перфорационную жидкость расчетной плотности (водный раствор CaCl_2 в соответствии с подразделом 7.2.2), создающей необходимое противодействие на пласт.

Для качественного вторичного вскрытия пластов рекомендуется применять кумулятивные перфораторы с зарядами, создающими каналы большой протяженности, выходящие за пределы закольматированной в процессе бурения призабойной зоны пласта.

Перфораторы рекомендуется спускать на каротажном кабеле и производить привязку к интервалу перфорации по записи гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). После подъема перфораторов спустить в скважину колонну 73 мм насосно-компрессорных труб (НКТ) с воронкой на конце. Подвеску НКТ установить на 15 м выше верхней границы интервала перфорации. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой и обвязать с наземными коммуникациями. Для создания депрессии на пласт произвести замену перфорационной жидкости на техническую воду. При отсутствии притока произвести снижение уровня в скважине свабированием или закачкой азота. При получении фонтанного притока провести геофизические исследования методом установившихся отборов на трех режимах (через штуцеры $\varnothing$ 5 мм, 7 мм и 9 мм) и запись кривой восстановления давления электронным манометром "Микон-107".

При получении слабого притока провести исследование методом прослеживания уровня, поднять подземное оборудование и спустить компоновку для глубинно-насосной эксплуатации скважины.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика добычи нефти, жидкости, растворенного в нефти газа, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по месторождению в целом согласно рекомендуемому III варианту по КГМ и по II варианту разработки по СО приведены в таблице 8.1.1, по эксплуатационным объектам и недропользователям – в таблицах 8.1.2-8.1.7.

Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению (рекомендуемые варианты по двум контрактным территориям)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	23,6	26,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0	3,3
2	в том числе: из переходящих скважин	23,6	21,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0	3,3
3	из новых скважин	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	23,6	26,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0	3,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	22,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	110	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	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2
14	в том числе: эксплуатационные скважины	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2
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
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	671,6	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	15,3	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	30,8	23,6	21,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	30,8	23,6	36,9	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	23,6	21,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0	3,3
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-7,1	-2,0	-4,6	-5,2	-4,9	-4,4	-3,5	-2,8	-2,2	-1,8	-1,4	-1,1	-1,0	-0,8
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-23,2	-8,5	-12,4	-16,2	-18,1	-19,7	-19,5	-19,3	-19,2	-19,0	-18,8	-18,7	-19,7	-18,9
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
34	переводом под закачку	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
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	132,1	132,0	146,6	158,6	155,3	152,1	149,1	146,3	143,7	141,2	138,8	136,5	134,0	117,8
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	132,1	132,1	146,6	158,6	155,3	152,1	149,1	146,3	143,7	141,2	138,8	136,5	134,0	117,8
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	130,0	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., %	93,5	93,3	93,1	95,0	95,8	96,6	97,2	97,7	98,1	98,4	98,7	98,9	99,0	99,1
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	93,5	94,1	93,1	95,0	95,8	96,6	97,2	97,7	98,1	98,4	98,7	98,9	99,0	99,1
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	82,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,5	8,9	10,0	8,0	6,5	5,2	4,2	3,4	2,7	2,2	1,8	1,5	1,3	1,1
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,5	7,8	10,0	8,0	6,5	5,2	4,2	3,4	2,7	2,2	1,8	1,5	1,3	1,1
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	180,7	198,9	228,9	277,4	267,7	258,6	250,0	242,4	235,6	229,3	223,3	217,7	166,4	115,4
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	366,3	395,0	472,1	540,0	530,2	519,4	509,0	499,4	490,6	482,1	474,0	466,1	411,1	361,4
50	в том числе: из переходящих скважин	366,3	366,5	472,1	540,0	530,2	519,4	509,0	499,4	490,6	482,1	474,0	466,1	411,1	361,4
51	из новых скважин	0,0	28,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	366,3	395,0	472,1	540,0	530,2	519,4	509,0	499,4	490,6	482,1	474,0	466,1	411,1	361,4
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	5534,0	5928,9	6401,0	6941,0	7471,1	7990,5	8499,5	8998,9	9489,5	9971,6	10445,6	10911,8	11322,9	11684,2
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1304,6	1331,2	1363,6	1390,7	1412,9	1430,7	1445,0	1456,6	1466,0	1473,6	1479,7	1484,7	1488,7	1492,0
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,397	0,405	0,415	0,423	0,430	0,436	0,440	0,444	0,446	0,449	0,451	0,452	0,453	0,454
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,8	90,6	92,8	94,7	96,2	97,4	98,4	99,2	99,8	100,3	100,7	101,1	101,3	101,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,6	1,8	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12,6	16,2	23,5	25,7	28,3	31,8	37,5	48,3	75,6	251,3	-134,8	-46,7	-25,6	-16,5
59	Закачка воды, тыс.м³	125,3	137,9	158,7	192,4	185,6	179,3	173,4	168,1	163,4	159,0	154,9	151,0	115,4	80,1
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1165,7	1303,7	1462,4	1654,7	1840,4	2019,7	2193,0	2361,1	2524,5	2683,5	2838,4	2989,4	3104,8	3184,8
	Компенсация отборов: текущая, %	34,9	35,6	34,3	36,6	36,2	35,8	35,4	35,1	34,8	34,5	34,2	34,0	29,5	23,3
	с начала разработки, %	19,9	20,8	21,8	22,8	23,7	24,5	25,1	25,6	26,0	26,4	26,8	27,0	27,1	27,0
61	Газовый фактор, м³/т	62,4	62,4	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,8	62,8	62,8	62,7	62,7	62,6
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,476	1,660	2,034	1,706	1,397	1,121	0,902	0,728	0,588	0,476	0,386	0,314	0,252	0,204
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	52,391	54,052	56,086	57,792	59,188	60,310	61,212	61,940	62,528	63,004	63,390	63,704	63,956	64,161

Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по «КГМ». III вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	14,8	17,2	22,7	18,9	15,5	12,4	9,9	7,9	6,3	5,0	4,0	3,2	2,6	2,1
2	в том числе: из переходящих скважин	14,8	12,3	22,7	18,9	15,5	12,4	9,9	7,9	6,3	5,0	4,0	3,2	2,6	2,1
3	из новых скважин	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	23,6	26,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0	3,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	22,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	219	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	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
14	в том числе: эксплуатационные скважины	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
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
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	335,8	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	7,6	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	20,2	14,8	12,3	22,7	18,9	15,5	12,4	9,9	7,9	6,3	5,0	4,0	3,2	2,6
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	20,2	14,8	19,9	22,7	18,9	15,5	12,4	9,9	7,9	6,3	5,0	4,0	3,2	2,6
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	1,1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	14,8	12,3	22,7	18,9	15,5	12,4	9,9	7,9	6,3	5,0	4,0	3,2	2,6	2,1

Продолжение таблицы 8.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-5,4	-2,5	2,8	-3,8	-3,4	-3,2	-2,5	-2,0	-1,6	-1,3	-1,0	-0,8	-0,7	-0,5
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-26,9	-17,2	14,1	-16,7	-18,0	-20,4	-20,3	-20,2	-20,1	-20,0	-19,9	-19,9	-20,8	-19,6
24	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
34	переводом под закачку	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
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	117,6	117,1	127,6	138,2	136,7	135,2	133,8	132,4	131,0	129,6	128,3	126,9	123,2	122,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	117,6	115,4	127,6	138,2	136,7	135,2	133,8	132,4	131,0	129,6	128,3	126,9	123,2	122,0
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	130,0	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., %	92,7	92,0	91,4	93,4	94,6	95,6	96,5	97,2	97,7	98,1	98,5	98,8	99,0	99,2
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,7	93,5	91,4	93,4	94,6	95,6	96,5	97,2	97,7	98,1	98,5	98,8	99,0	99,2
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	82,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,5	9,4	10,9	9,1	7,4	5,9	4,7	3,8	3,0	2,4	1,9	1,5	1,2	1,0
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,5	7,6	10,9	9,1	7,4	5,9	4,7	3,8	3,0	2,4	1,9	1,5	1,2	1,0
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	203,9	215,9	265,4	287,5	285,9	282,8	279,9	276,9	274,0	271,1	268,2	265,4	257,7	255,1
50	в том числе: из переходящих скважин	203,9	187,4	265,4	287,5	285,9	282,8	279,9	276,9	274,0	271,1	268,2	265,4	257,7	255,1
51	из новых скважин	0,0	28,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	203,9	215,9	265,4	287,5	285,9	282,8	279,9	276,9	274,0	271,1	268,2	265,4	257,7	255,1
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2669,1	2885,0	3150,5	3438,0	3723,8	4006,7	4286,5	4563,4	4837,4	5108,5	5376,8	5642,2	5899,9	6155,0
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	936,2	953,4	976,1	995,1	1010,6	1023,0	1032,8	1040,7	1047,0	1052,0	1056,0	1059,3	1061,8	1063,9
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,285	0,290	0,297	0,303	0,308	0,311	0,314	0,317	0,319	0,320	0,322	0,323	0,323	0,324
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	63,7	64,9	66,4	67,7	68,8	69,6	70,3	70,8	71,3	71,6	71,9	72,1	72,3	72,4
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	1,2	1,5	1,3	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,7	3,2	4,4	3,8	3,3	2,7	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8	0,6	0,5
59	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Газовый фактор, м³/т	61,6	61,6	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,4	62,4	62,3	62,2	62,1	62,1	62,0
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,912	1,062	1,419	1,183	0,971	0,773	0,616	0,491	0,392	0,313	0,251	0,200	0,159	0,127
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	48,209	49,271	50,690	51,873	52,844	53,617	54,233	54,724	55,116	55,429	55,680	55,880	56,039	56,166

Таблица 8.1.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ I объекта «КГМ». III вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	11,2	14,1	20,4	17,2	14,3	11,4	9,1	7,3	5,8	4,7	3,7	3,0	2,4	1,9
2	в том числе: из переходящих скважин	11,2	9,4	20,4	17,2	14,3	11,4	9,1	7,3	5,8	4,7	3,7	3,0	2,4	1,9
3	из новых скважин	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	11,2	14,1	20,4	17,2	14,3	11,4	9,1	7,3	5,8	4,7	3,7	3,0	2,4	1,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	0	1	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
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	43,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	110	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	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
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
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
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	15,0	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	16,0	11,2	9,4	20,4	17,2	14,3	11,4	9,1	7,3	5,8	4,7	3,7	3,0	2,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	16,0	11,2	24,4	20,4	17,2	14,3	11,4	9,1	7,3	5,8	4,7	3,7	3,0	2,4
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	11,2	9,4	20,4	17,2	14,3	11,4	9,1	7,3	5,8	4,7	3,7	3,0	2,4	1,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-4,7	-1,8	-4,0	-3,2	-3,0	-2,9	-2,3	-1,8	-1,5	-1,2	-0,9	-0,7	-0,6	-0,5
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-29,7	-16,4	-16,2	-15,6	-17,3	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
35	переводом под закачку	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
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	178,2	172,0	178,6	194,8	192,3	190,4	188,5	186,6	184,8	182,9	181,1	179,3	177,5	175,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	178,2	176,4	178,6	194,8	192,3	190,4	188,5	186,6	184,8	182,9	181,1	179,3	177,5	175,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	130,0	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., %	93,9	92,9	91,7	93,6	94,7	95,7	96,5	97,2	97,7	98,2	98,5	98,8	99,0	99,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	93,9	94,9	91,7	93,6	94,7	95,7	96,5	97,2	97,7	98,2	98,5	98,8	99,0	99,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	66,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,8	12,3	14,7	12,4	10,2	8,2	6,5	5,2	4,2	3,3	2,7	2,1	1,7	1,4
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	10,8	9,0	14,7	12,4	10,2	8,2	6,5	5,2	4,2	3,3	2,7	2,1	1,7	1,4
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	185,4	197,8	247,7	270,1	268,8	266,1	263,5	260,9	258,3	255,7	253,2	250,6	248,1	245,7
51	в том числе: из переходящих скважин	185,4	183,5	247,7	270,1	268,8	266,1	263,5	260,9	258,3	255,7	253,2	250,6	248,1	245,7
52	из новых скважин	0,0	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	185,4	197,8	247,7	270,1	268,8	266,1	263,5	260,9	258,3	255,7	253,2	250,6	248,1	245,7
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2361,8	2559,5	2807,2	3077,3	3346,2	3612,3	3875,8	4136,7	4394,9	4650,6	4903,8	5154,4	5402,6	5648,3
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	861,1	875,2	895,7	912,9	927,2	938,6	947,7	955,0	960,9	965,5	969,3	972,3	974,7	976,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,470	0,477	0,489	0,498	0,506	0,512	0,517	0,521	0,524	0,527	0,529	0,530	0,532	0,533
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,7	90,1	92,2	94,0	95,5	96,7	97,6	98,4	99,0	99,4	99,8	100,1	100,4	100,6
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,5	2,1	1,8	1,5	1,2	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,3	12,9	21,3	22,9	24,6	26,1	28,2	31,4	36,6	46,1	68,5	174,1	-187,9	-52,2
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,717	0,902	1,304	1,101	0,910	0,728	0,582	0,466	0,373	0,298	0,238	0,191	0,153	0,122
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	43,635	44,536	45,841	46,941	47,851	48,580	49,162	49,628	50,000	50,298	50,537	50,727	50,880	51,002

Таблица 8.1.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ I объекта «СО». II вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	8,8	9,4	9,6	8,2	6,7	5,5	4,5	3,7	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
2	в том числе: из переходящих скважин	8,8	4,6	9,6	8,2	6,7	5,5	4,5	3,7	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
3	из новых скважин	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	8,8	9,4	9,6	8,2	6,7	5,5	4,5	3,7	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	0	1	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
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	43,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	110	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	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
15	в том числе: эксплуатационные скважины	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
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
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
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	15,0	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	8,8	4,6	9,6	8,2	6,7	5,5	4,5	3,7	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,5	8,8	19,6	9,6	8,2	6,7	5,5	4,5	3,7	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,5	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	8,8	4,6	9,6	8,2	6,7	5,5	4,5	3,7	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2

Продолжение таблицы 8.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,7	-4,2	-10,0	-1,5	-1,5	-1,2	-1,0	-0,8	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,1	-47,6	-50,9	-15,0	-18,5	-18,2	-17,8	-17,5	-17,2	-16,9	-16,6	-16,3	-17,7	-17,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
35	переводом под закачку	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
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	156,2	155,7	181,2	190,8	184,6	178,7	173,2	168,1	163,7	159,5	155,5	151,7	157,1	108,8
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	156,2	158,4	181,2	190,8	184,6	178,7	173,2	168,1	163,7	159,5	155,5	151,7	157,1	108,8
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	130,0	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., %	94,6	94,8	95,3	96,8	97,3	97,7	98,0	98,3	98,6	98,8	99,0	99,1	99,0	98,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	94,6	97,2	95,3	96,8	97,3	97,7	98,0	98,3	98,6	98,8	99,0	99,1	99,0	98,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	66,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,5	8,2	8,5	6,2	5,0	4,1	3,4	2,8	2,3	1,9	1,6	1,3	1,5	1,2
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,5	4,5	8,5	6,2	5,0	4,1	3,4	2,8	2,3	1,9	1,6	1,3	1,5	1,2
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	180,7	198,9	228,9	277,4	267,7	258,6	250,0	242,4	235,6	229,3	223,3	217,7	166,4	115,4
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	162,5	179,1	206,7	252,4	244,3	236,5	229,1	222,5	216,6	211,0	205,7	200,7	153,4	106,3
51	в том числе: из переходящих скважин	162,5	164,8	206,7	252,4	244,3	236,5	229,1	222,5	216,6	211,0	205,7	200,7	153,4	106,3
52	из новых скважин	0,0	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	162,5	179,1	206,7	252,4	244,3	236,5	229,1	222,5	216,6	211,0	205,7	200,7	153,4	106,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2864,8	3043,9	3250,6	3503,0	3747,3	3983,8	4213,0	4435,5	4652,1	4863,1	5068,9	5269,6	5423,0	5529,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	368,4	377,8	387,4	395,6	402,3	407,7	412,2	415,9	419,0	421,6	423,7	425,5	426,9	428,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,297	0,305	0,312	0,319	0,324	0,329	0,332	0,335	0,338	0,340	0,342	0,343	0,344	0,345
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,4	91,7	94,0	96,0	97,6	99,0	100,1	101,0	101,7	102,3	102,8	103,3	103,6	103,9
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,1	2,3	2,3	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	16,9	21,5	28,2	33,3	40,7	56,2	105,5	-1582,0	-77,9	-36,4	-22,3	-15,2	-10,9	-8,1
60	Закачка воды, тыс.м³	125,3	137,9	158,7	192,4	185,6	179,3	173,4	168,1	163,4	159,0	154,9	151,0	115,4	80,1
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1165,7	1303,7	1462,4	1654,7	1840,4	2019,7	2193,0	2361,1	2524,5	2683,5	2838,4	2989,4	3104,8	3184,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
63	с начала разработки, %	40,6	42,8	45,1	47,5	49,5	51,2	52,7	54,1	55,2	56,2	57,2	58,0	58,6	59,0
64	Газовый фактор, м³/т	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,564	0,598	0,615	0,523	0,426	0,349	0,287	0,236	0,196	0,163	0,136	0,114	0,093	0,077
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	4,182	4,780	5,396	5,918	6,344	6,693	6,979	7,216	7,412	7,574	7,710	7,824	7,917	7,994

Таблица 8.1.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по I объекту (рекомендуемый III вариант по КГМ + II вариант по СО)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	20,1	23,5	30,1	25,4	20,9	16,9	13,6	11,0	8,9	7,2	5,9	4,8	3,9	3,1
2	в том числе: из переходящих скважин	20,1	18,5	30,1	25,4	20,9	16,9	13,6	11,0	8,9	7,2	5,9	4,8	3,9	3,1
3	из новых скважин	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	23,6	26,6	32,4	27,1	22,2	17,8	14,3	11,6	9,4	7,6	6,2	5,0	4,0	3,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	0	2	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
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	22,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	110	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	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
15	в том числе: эксплуатационные скважины	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
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
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	671,6	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	15,3	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	30,8	20,1	18,5	30,1	25,4	20,9	16,9	13,6	11,0	8,9	7,2	5,9	4,8	3,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	30,8	20,1	33,8	30,1	25,4	20,9	16,9	13,6	11,0	8,9	7,2	5,9	4,8	3,9
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,7	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	20,1	18,5	30,1	25,4	20,9	16,9	13,6	11,0	8,9	7,2	5,9	4,8	3,9	3,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-10,7	-1,6	-3,7	-4,6	-4,5	-4,1	-3,3	-2,6	-2,1	-1,7	-1,4	-1,1	-0,9	-0,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-34,8	-7,7	-11,0	-15,4	-17,7	-19,4	-19,3	-19,2	-19,1	-18,9	-18,8	-18,7	-19,1	-19,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
35	переводом под закачку	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
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	167,2	163,9	179,7	192,8	188,6	184,7	181,0	177,6	174,5	171,5	168,6	165,9	169,1	148,2
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	167,2	167,4	179,7	192,8	188,6	184,7	181,0	177,6	174,5	171,5	168,6	165,9	169,1	148,2
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	130,0	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., %	94,2	93,8	93,4	95,1	95,9	96,6	97,2	97,7	98,1	98,5	98,7	98,9	99,0	99,1
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	94,2	94,7	93,4	95,1	95,9	96,6	97,2	97,7	98,1	98,5	98,7	98,9	99,0	99,1
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	82,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,7	10,2	11,9	9,4	7,7	6,2	5,0	4,0	3,3	2,7	2,2	1,8	1,6	1,3
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,7	8,9	11,9	9,4	7,7	6,2	5,0	4,0	3,3	2,7	2,2	1,8	1,6	1,3
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	180,7	198,9	228,9	277,4	267,7	258,6	250,0	242,4	235,6	229,3	223,3	217,7	166,4	115,4
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	347,8	376,8	454,3	522,6	513,1	502,7	492,6	483,4	474,9	466,7	458,9	451,4	401,5	352,0
51	в том числе: из переходящих скважин	347,8	348,4	454,3	522,6	513,1	502,7	492,6	483,4	474,9	466,7	458,9	451,4	401,5	352,0
52	из новых скважин	0,0	28,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	347,8	376,8	454,3	522,6	513,1	502,7	492,6	483,4	474,9	466,7	458,9	451,4	401,5	352,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	5226,6	5603,4	6057,8	6580,3	7093,4	7596,1	8088,7	8572,1	9047,0	9513,8	9972,7	10424,0	10825,6	11177,5
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1219,4	1242,9	1273,0	1298,4	1319,3	1336,2	1349,8	1360,8	1369,8	1377,0	1382,8	1387,6	1391,5	1394,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,371	0,378	0,388	0,395	0,402	0,407	0,411	0,414	0,417	0,419	0,421	0,423	0,424	0,425
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	83,0	84,6	86,7	88,4	89,8	91,0	91,9	92,6	93,2	93,7	94,1	94,5	94,7	94,9
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	1,6	2,0	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,4	9,4	13,3	13,0	12,3	11,3	10,3	9,2	8,2	7,3	6,4	5,5	4,7	4,0
60	Закачка воды, тыс.м³	125,3	137,9	158,7	192,4	185,6	179,3	173,4	168,1	163,4	159,0	154,9	151,0	115,4	80,1
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	1165,7	1303,7	1462,4	1654,7	1840,4	2019,7	2193,0	2361,1	2524,5	2683,5	2838,4	2989,4	3104,8	3184,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	36,9	37,4	35,7	37,9	37,4	37,0	36,6	36,3	35,9	35,6	35,4	35,1	30,2	23,9
63	с начала разработки, %	21,1	22,1	23,0	24,1	25,0	25,8	26,4	26,9	27,3	27,7	28,1	28,3	28,4	28,3
64	Газовый фактор, м³/т	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,281	1,500	1,919	1,623	1,336	1,077	0,869	0,702	0,568	0,461	0,374	0,304	0,246	0,199
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	47,261	48,761	50,680	52,303	53,640	54,716	55,585	56,287	56,856	57,317	57,691	57,995	58,241	58,440

Таблица 8.1.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ II объекта. III вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
2	в том числе: из переходящих скважин	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
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
4	механизированным способом	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	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
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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
15	в том числе: эксплуатационные скважины	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
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
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
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
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,9	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,9	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,5	2,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1

Продолжение таблицы 8.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,4	0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-49,9	98,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
35	переводом под закачку	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
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	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	32,5	32,0	31,5	31,1	30,6	30,2	29,7	29,3	28,8	28,4	28,0	27,6	27,2
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	33,0	32,5	32,0	31,5	31,1	30,6	30,2	29,7	29,3	28,8	28,4	28,0	27,6	27,2
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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	96,1	92,1	93,1	94,0	94,8	95,4	96,0	96,5	97,0	97,4	97,7	98,0	98,3	98,5
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	96,1	92,1	93,1	94,0	94,8	95,4	96,0	96,5	97,0	97,4	97,7	98,0	98,3	98,5
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
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,3	2,6	2,2	1,9	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8	0,6	0,6	0,5	0,4
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,3	2,6	2,2	1,9	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8	0,6	0,6	0,5	0,4
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	11,4	11,3	11,1	10,9	10,8	10,6	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,7	9,6	9,4
51	в том числе: из переходящих скважин	11,4	11,3	11,1	10,9	10,8	10,6	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,7	9,6	9,4
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
53	механизированным способом	11,4	11,3	11,1	10,9	10,8	10,6	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,7	9,6	9,4
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	221,7	233,0	244,1	255,1	265,8	276,4	286,9	297,2	307,4	317,4	327,2	336,9	346,5	355,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	51,6	52,5	53,2	53,9	54,5	54,9	55,4	55,7	56,0	56,3	56,5	56,7	56,9	57,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,303	0,309	0,313	0,317	0,320	0,323	0,326	0,328	0,329	0,331	0,332	0,333	0,334	0,335
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,5	92,0	93,4	94,5	95,5	96,4	97,1	97,7	98,3	98,7	99,1	99,5	99,8	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	1,6	1,3	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,7	16,5	16,9	17,4	18,1	19,0	20,1	21,6	23,6	26,5	31,0	38,6	53,8	100,0
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,017	0,033	0,029	0,024	0,021	0,018	0,015	0,013	0,011	0,010	0,008	0,007	0,006	0,005
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,359	2,392	2,420	2,445	2,466	2,484	2,499	2,513	2,524	2,534	2,542	2,549	2,555	2,561

Таблица 8.1.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ возвратного объекта. III вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2022	2023	2024	2025	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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	3,1	2,2	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
2	в том числе: из переходящих скважин	3,1	2,2	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	3,1	2,2	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	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
9	из прочих категорий	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
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
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	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	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
15	в том числе: эксплуатационные скважины	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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
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
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	3,4	3,1	2,2	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,4	3,1	2,2	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,1	2,2	1,5	1,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,3	-0,9	-0,7	-0,5	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-7,4	-28,8	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-32,3	-100,0	0,0
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
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	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
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	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
35	переводом под закачку	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
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	20,4	19,8	19,2	18,6	18,1	17,5	17,0	16,5	16,0	15,6	15,1	14,7	0,0	0,0
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	20,4	19,8	19,2	18,6	18,1	17,5	17,0	16,5	16,0	15,6	15,1	14,7	0,0	0,0
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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	55,8	67,6	77,4	84,2	89,0	92,3	94,7	96,3	97,4	98,2	98,7	99,1	0,0	0,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	55,8	67,6	77,4	84,2	89,0	92,3	94,7	96,3	97,4	98,2	98,7	99,1	0,0	0,0
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

Продолжение таблицы 8.1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,0	6,4	4,3	2,9	2,0	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9,0	6,4	4,3	2,9	2,0	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,2	5,1	0,0	0,0
51	в том числе: из переходящих скважин	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,2	5,1	0,0	0,0
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
53	механизированным способом	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6	5,4	5,2	5,1	0,0	0,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	85,6	92,5	99,1	105,6	111,9	117,9	123,8	129,6	135,1	140,5	145,8	150,8	150,8	150,8
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	23,5	25,7	27,2	28,3	28,9	29,4	29,7	29,9	30,1	30,2	30,2	30,3	30,3	30,3
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,573	0,628	0,664	0,689	0,706	0,717	0,725	0,730	0,734	0,736	0,738	0,739	0,739	0,739
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	81,1	88,7	93,9	97,4	99,8	101,4	102,5	103,2	103,7	104,1	104,3	104,5	104,5	104,5
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	10,8	7,7	5,2	3,5	2,4	1,6	1,1	0,7	0,5	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	36,2	40,5	46,1	57,8	92,6	847,6	-76,7	-29,4	-15,4	-9,0	-5,6	-3,6	0,0	0,0
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,179	0,127	0,086	0,058	0,039	0,027	0,018	0,012	0,008	0,006	0,004	0,003	0,000	0,000
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,216	2,343	2,429	2,487	2,527	2,553	2,572	2,584	2,592	2,598	2,601	2,604	2,604	2,604

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В течение всего срока разработки месторождения необходимо осуществлять контроль процессов разработки. Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пласта в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и регулированию;
- оптимизации осуществляемого процесса разработки и проектирования мероприятий по его усовершенствованию.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении используются следующие основные виды исследований:

- ✓ Промысловые исследования;
- ✓ Промыслово-геофизические исследования скважин;
- ✓ Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- ✓ Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- ✓ Физико-химические исследования попутной воды.

В процессе контроля разработки нефтяных месторождений изучаются:

- динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа, а также динамика закачки рабочих агентов по месторождению в целом, отдельным участкам и скважинам;
- охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента по отдельным пластам, участкам залежи с оценкой степени охвата пластов заводнением;
- энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора, закачки;
- изменения коэффициентов продуктивности и приемистости скважин, газового фактора, гидропроводности пласта;
- состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами;
- изменение физико-химических свойств добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки;
- фактическая технологическая эффективность осуществляемых мероприятий по регулированию разработки;
- характеристики вытеснения нефти по скважинам, участкам, залежам.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю разработки должны равномерно охватывать всю площадь объектов разработки, весь фонд наблюдательных и контрольных скважин.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

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.

Рекомендуемые виды, объемы и периодичность промысловых и гидродинамических исследований приведены в таблице 9.1.1.

Обязательный комплекс промысловых исследований

В обязательный комплекс промысловых исследований входят:

- замеры пластового и забойного давлений по объекту в целом и по отдельным пластам многопластового объекта глубинными манометрами и другими способами;
- замеры дебитов углеводородного сырья и жидкости скважин на поверхности индивидуальными или передвижными замерными установками, включающими трап и мерную емкость, или на сборном пункте с помощью автоматической групповой установки типа «Спутник» и так далее;
- замеры дебитов отдельных пластов в скважинах, эксплуатирующих многопластовые объекты, приборами глубинной потокометрии (дебитомерами);
- замеры промыслового газового фактора по объектам эксплуатации;
- определение обводненности продукции скважин по пробам жидкости, отобранной на выкидных линиях или в группах замерных установок;
- по нагнетательным скважинам замеры давления нагнетания устьевыми манометрами и объемов закачки рабочего агента по скважинам счетчиками или расходомерами на кустовых насосных станциях, а также замеры приемистости отдельных пластов многопластовых объектов;
- глубинными расходомерами или другими способами (по термограммам, закачкой радиоактивных изотопов и так далее);

- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- построение карт текущих и суммарных отборов углеводородного сырья и жидкости, карт изобар;
- промыслово-геофизические исследования по определению начальной и текущей нефтегазоводонасыщенности пластов и технического состояния скважин;
- отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин;
- замеры количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды.

Определение пластового и забойного давления

За анализируемый период проведено 21 замер динамических уровней и 6 замеров статических уровней.

Определение начального пластового давления осуществляется скважинным манометром во время строительства скважины в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты.

С целью контроля пластового и забойного давления на месторождении проводятся замеры статических и динамических уровней - динамических не менее 1 раза в квартал по всему фонду скважин, статических - при смене внутрискважинного оборудования, проведении каких - либо геолого-технических мероприятий, в том числе для определения режима работы глубинных насосов по каждой скважине, но не менее 1 раза в квартал. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье, также забойное давление определяют расчетным путем по давлению на устье НКТ при закачке через кольцевое затрубное пространство, или по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Определение дебита жидкости, нефти, воды и обводненности скважин

- замеры дебитов добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин выполняются еженедельно;
- замеры обводненности скважин выполняются еженедельно.

Определение газового фактора

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, выполняются раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально или ежемесячно.

Перечисленный комплекс измерений проводится одновременно по каждой новой скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (обработка призабойной зоны, гидроразрыв, изоляционные работы и другие), а в последующем - с указанной выше периодичностью.

Замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно.

Исследования в скважинах, выходящих из бурения

Основными задачами геофизических исследований (ГИС) законченных бурением скважин является уточнение геологического строения продуктивной толщи, определение фильтрационно-емкостных свойств и изучение пластов-коллекторов.

Электрические методы

- КС (N0,5M2A;A2M0,5N);
- ПС;
- резистивиметрия;
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрозондирование (МКЗ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- высокочастотное изопараметрическое индукционное зондирование (ВИКИЗ).

Радиоактивные методы

- гамма-каротаж (ГК);
- нейтрон гамма-каротаж (НГК)
- гамма-гамма-плотностой каротаж (ГГК-П).

Микрокавернометрия

Каверно-профилеметрия

Инклинометрия

Термометрия

Акустическая цементометрия (АКЦ)

Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи.

Отсчет глубин ведется от уровня ствола ротора.

Наибольший эффект от проведения этих видов каротажа будет получен при отборе в этих скважинах керна.

После спуска эксплуатационной колонны и закачки цемента необходимо проведение акустической цементометрии с целью определения состояния цементного камня. Качество цементировочных работ приводит к недопущению притока посторонних вод в скважину.

Для учета искривления ствола скважины и ориентирования его в пространстве необходимо проведение инклинометрии.

Промыслово-геофизические исследования в действующих скважинах

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе освоения месторождения являются:

- Определение текущего насыщения пластов и текущего положения ВНК;
- Определения профиля притока и характера поступающего флюида, контроль охвата выработкой продуктивного разреза, изучение профилей притока пластового флюида;
- Контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Испытания с помощью FMT;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости. За анализируемый период проведено 4 сложных ГДИС, из них 3 КВУ по 3 добывающим скважинам №№ 23, 60, 71 и одно исследование КВУ по нагнетательной скважине №7.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

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» [2].

За анализируемый период проведено одно PLT исследование по скважине №7. По данным исследования приемистость отмечается в интервалах 519-521м, 524-527,6м. Суммарная приемистость составляет 38,7 м³/сут.

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 расходомерии

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.

За анализируемый период всего проведено 12 исследований ИННК по скважинам №№ 9,12,15,17,21,26,27,29,56,66,68.

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»[27].

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 $R_{\text{заб}} > R_{\text{нас}}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, 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 сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Таблица 9.1.1 - Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой

Цель исследования	Виды мероприятий	
	по контролю	проектная
Контроль производительности скважин	Определение дебита нефти и жидкости	еженедельно
Контроль производительности скважин	Замер приемистости нагнетательных скважин	еженедельно
Контроль за техническим состоянием колонны	ИННК	При вводе скважины из бурения и при ГТМ
Контроль за техническим состоянием колонны	Профилактическое обследование технического состояния обсадных колонн	По мере необходимости
Контроль за состоянием добываемой продукции	Определение обводненности	еженедельно
Гидродинамические исследования	Исследование методом кривой восстановления уровня (КВУ)	По всем новым скважинам, после их ввода в эксплуатацию и в последующем - по мере необходимости
	Исследование методом кривой падения давления (КПД)	
Контроль за состоянием пластового давления и температуры	Замеры давлений и температур на середине интервалов перфорации	ежеквартально
Контроль за работой скважин и определение $P_{\text{заб.}}$	Замеры давлений и температур на середине интервалов перфорации	ежеквартально
Контроль за работой скважины	Исследования профиля поглощения	По мере необходимости
Физико-химические исследования	Отбор и исследование глубинных проб нефти	По мере необходимости
	Отбор и исследование, поверхностных проб нефти	По мере необходимости

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» выполнена Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02177Р от 18.03.2020 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021 г;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №280 от 30.07.2021 г об утверждении «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» (с изменениями и дополнениями от 26.10.2021г).

10.1 Климатические условия расположения месторождения

В климатическом отношении район работ относится к зоне сухих степей и полупустынь. Климат резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем является июль. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Характерной особенностью климата района являются сильные ветры, преимущественно восточного направления, вызывающие в зимний период снежные бураны, а летом - песок и пыль, образующие песчаные бури.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики по Кызылординской области представлены метеорологические данные по метеостанции.

Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Аккум
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	-8,8 ⁰ С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+36,1 ⁰ С
Среднее количество осадков за теплый период года	67,1 мм
Среднее количество осадков за холодный период года	112,5 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	3,0 дня
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	5 м/с

Таблица 10.1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	-4.6	-1.6	5.8	14.4	20.9	26.8	28.7	26.7	19.8	11.1	3.7	-2.7	12.4

Таблица 10.1.3 – Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	1.1	1.2	1.4	1.4	1.6	1.6	1.7	1.5	1.2	1.0	1.0	1.0	1.3

Таблица 10.1.4 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Среднее	13	11	10	17	13	7	10	19	41

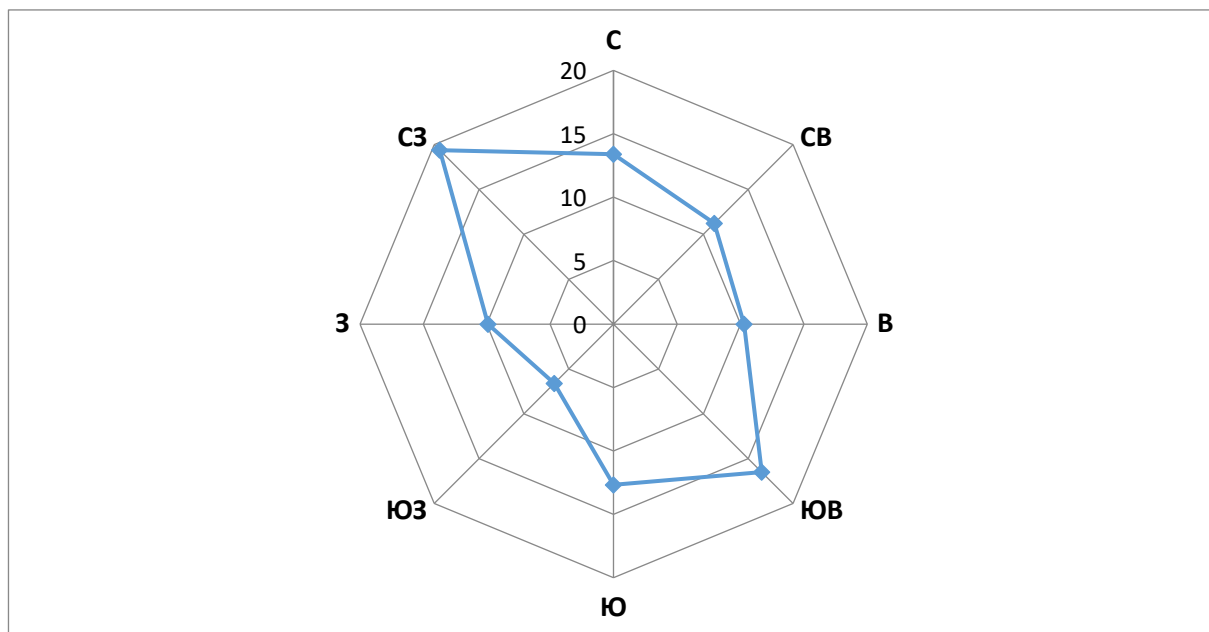


Рис. 10.1 – Роза ветров

10.2 Организация контроля над выбросами

В рамках программы ПЭК выполнялся экологический мониторинг, результаты анализов которого приводятся в отчетах по производственному экологическому контролю на месторождении Акшабулак Восточный ТОО СП «Казгермунай». Контроль осуществляется за следующими компонентами окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- подземные и поверхностные воды;
- почвенный покров;

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны на месторождении Акшабулак Восточный в 2021, представлены в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2021г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация,	Наличие превышения ПДК
			2021 год	
1	2	3	10	11
Граница СЗЗ Станция №1	Азота диоксид	0,2	0,0164	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,0277	не превышает
	Углерода оксид	5,0	1,405	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	не превышает
	Пыль неорг. 70-20%	0,3	0,1342	не превышает

	SiO ₂			
	Сажа	0,15	<0,025	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	--
Граница СЗЗ Станция №2	Азота диоксид	0,2	0,015875	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,028825	не превышает
	Углерода оксид	5,0	1,435	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	не превышает
	Пыль неорг. 70-20% SiO ₂	0,3	0,116275	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	--
Граница СЗЗ Станция №3	Азота диоксид	0,2	0,013925	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,025975	не превышает
	Углерода оксид	5,0	1,4625	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	не превышает
	Пыль неорг. 70-20% SiO ₂	0,3	0,126875	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	--
Граница СЗЗ Станция №4	Азота диоксид	0,2	0,014825	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,025175	не превышает
	Углерода оксид	5,0	1,485	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	не превышает
	Пыль неорг. 70-20% SiO ₂	0,3	0,0988	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	не превышает

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Акшабулак Восточный показал, что концентрации ЗВ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека»[7] утвержденный правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 размер санитарно-защитной зоны для месторождения Акшабулак Восточный составляет 1000м.

Согласно санитарной классификации объекта по добыче и разведке нефти относится к 1-ой категории опасности (Экологический кодекс РК). Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 1000$ м;

P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %; P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %. При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5$ %.

По данным метеостанции повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размеры СЗЗ приведены в таблице 10.3.1

Таблица 10.3.1 - Размеры СЗЗ

Источник	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Месторождение Акшабулак Восточный	Р, %	13	11	10	17	13	7	10	19
	Р/Р ₀	1,04	0,88	0,8	1,36	1,04	0,56	0,8	1,52
	I _м , м	1040	880	800	1360	1040	560	800	1520

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно - допустимым концентрациям населенных мест.

10.4 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнородных песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными. Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K2t2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-

морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алевритоглинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K₁al-K₂s) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 120 до 740С.

Полученные результаты анализа проб воды приведены на таблицах 10.4.1

Таблица 10.4.1 – Результаты анализа проб воды

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация мг/дм ³	Норма ПДК (мг/л)
Скважина №0778	Взвешенные вещества, мг/дм ³	7	Не нормируется
	Концентрация БПК ₅ , мг/дм ³	7,6	Не нормируется
	Концентрация азота аммиака, мг/дм ³	0,2	Не нормируется
	Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация СПАВ, мг/дм ³	0,12	Не нормируется
	Концентрация нитрат-ионов, мг/дм ³	0,08	Не нормируется
	Концентрация нитрит-ионов, мг/дм ³	0,016	Не нормируется
	Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³	112,3	Не нормируется
	Концентрация железа общего, мг/дм ³	0,027	Не нормируется
	Концентрация фосфат-ионов, мг/дм ³	0,033	Не нормируется
	Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³	100,36	Не нормируется
Скважина №0777	Взвешенные вещества, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация БПК ₅ , мг/дм ³	10,6	Не нормируется
	Концентрация азота аммиака, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация СПАВ, мг/дм ³	0,1	Не нормируется
	Концентрация нитрат-ионов, мг/дм ³	1,08	Не нормируется
	Концентрация нитрит-ионов, мг/дм ³	0,065	Не нормируется
	Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³	105,7	Не нормируется
	Концентрация железа общего, мг/дм ³	0,026	Не нормируется
	Концентрация фосфат-ионов, мг/дм ³	0,018	Не нормируется
	Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³	103,8	Не нормируется
Скважина №0776	Взвешенные вещества, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация БПК ₅ , мг/дм ³	1,6	Не нормируется
	Концентрация азота аммиака, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	0,06	Не нормируется
	Концентрация СПАВ, мг/дм ³	0,13	Не нормируется
	Концентрация нитрат-ионов, мг/дм ³	1,05	Не нормируется
	Концентрация нитрит-ионов, мг/дм ³	0,041	Не нормируется
	Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³	100,6	Не нормируется
	Концентрация железа общего, мг/дм ³	0,05	Не нормируется
	Концентрация фосфат-ионов, мг/дм ³	0,031	Не нормируется
	Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³	101,6	Не нормируется
Скважина №0775	Взвешенные вещества, мг/дм ³	0	Не нормируется

	Концентрация БПК ₅ , мг/дм ³	43	Не нормируется
	Концентрация азота аммиака, мг/дм ³	0,02	Не нормируется
	Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	0,0	Не нормируется
	Концентрация СПАВ, мг/дм ³	0,15	Не нормируется
	Концентрация нитрат-ионов, мг/дм ³	1,45	Не нормируется
	Концентрация нитрит-ионов, мг/дм ³	0,036	Не нормируется
	Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³	102,5	Не нормируется
	Концентрация железа общего, мг/дм ³	0,0095	Не нормируется
	Концентрация фосфат-ионов, мг/дм ³	0,018	Не нормируется
	Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³	102,9	Не нормируется
Скважина №0774	Взвешенные вещества, мг/дм ³	4	Не нормируется
	Концентрация БПК ₅ , мг/дм ³	5	Не нормируется
	Концентрация азота аммиака, мг/дм ³	0,02	Не нормируется
	Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	0,014	Не нормируется
	Концентрация СПАВ, мг/дм ³	0,15	Не нормируется
	Концентрация нитрат-ионов, мг/дм ³	1,25	Не нормируется
	Концентрация нитрит-ионов, мг/дм ³	0,047	Не нормируется
	Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³	102,9	Не нормируется
	Концентрация железа общего, мг/дм ³	0,006	Не нормируется
	Концентрация фосфат-ионов, мг/дм ³	0,0012	Не нормируется
	Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³	107,4	Не нормируется

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [6].

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Акшабулак Восточный осуществляется согласно договору со специализированными организациями; образующиеся в процессе жизнедеятельности персонала сточные воды вывозятся также специализированной организацией.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;

- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

10.5 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;

- Огарки сварочных электродов;

10.6 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных 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, грифообразования, 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 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

11 ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Контрактная территория ТОО СП «Казгермунай»

Месторождение Акшабулак Восточный на сегодняшний день разрабатывается согласно дополнению №7 от 19.05.2023г. Срок завершения контракта на недропользование 1 марта 2034 года.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Акшабулак Восточный с проектом ОВОС» составленной Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2021г.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Количество скважин на месторождении Акшабулак Восточный, подлежащих ликвидации, составит 9 ед.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа. Норматив стоимости 1 бригада/часа на ликвидационные работы предоставлен ТОО СП «Казгермунай».

Таблица 11.1 - Таблица ликвидации скважин

№пп	Объект ликвидации	Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину,ч	Количество скважин	Стоимость работы 1 бригадо/часа, тенге	Всего продолжительность ликвидационных работ,ч	Общая стоимость, тенге
1	Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации I (скв.№ 2)	137	1	44876,40	137	6 148 067
2	Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II (скв. №№ 33,39,40,42,43,70)	137	6	44876,40	822	36 888 401
3	Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации III (скв.№ 44)	145	1	44876,40	145	6 507 078
4	Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации IV (скв.№ 34)	166	1	44876,40	166	7 449 482
ИТОГО			9		1270	56993028

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Акшабулак Восточный необходимо установить 9 реперов с тумбами. Сметная стоимость установки репера с тумбой рассчитана по ценам 2021г. (Т.П.13.2). С учетом инфляции 5% стоимость на 2022г. составит 314 836 тенге. Таким образом затраты на установку 9 реперов с тумбами составят **314 836 тенге*9 ед. = 2 833 527 тенге.**

Стоимость ликвидации объектов, оборудования и рекультивации рассчитана по ценам 2021г (Таблица Т.П.13.1), с учетом инфляции на 2022г. сумма составила 229 805 899 тенге с учетом НДС. Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли составила 289 632 454 тенге. Недропользователь заключил договор банковского вклада с АО ДБ «Банк Китая в Казахстане» от 09.07.2021г. Накопленная сумма на банковском вкладе составила 79 025 460 тенге. Сумма к накоплению за вычетом фактической накопленной суммы составила 210 606 994 тенге.

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 11.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	44 876	1 270	56 993 028
Затраты на установку репер тумбы	314836	9	2 833 527
Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений			207 230 582
Рекультивацию нарушенных земель			22 575 316
ИТОГО			289 632 454
Накопленная сумма за 2021-2022гг			79 025 460

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Сумма к накоплению			210 606 994
Накопленная добыча нефти с 2023-2034гг			125,632
Удельный норматив, тонна/тенге			1676,38

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 вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

В рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен до конца контрактного периода 2034г, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 11.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2022	перечислено согласно ПРМ 2021г		31140,30
2023	17,25	1676,38	28915,06
2024	22,71	1676,38	38077,01
2025	18,93	1676,38	31726,22
2026	15,52	1676,38	26021,15
2027	12,36	1676,38	20723,92
2028	9,86	1676,38	16526,05
2029	7,87	1676,38	13193,44
2030	6,29	1676,38	10543,59
2031	5,03	1676,38	8433,69
2032	4,03	1676,38	6751,65
2033	3,23	1676,38	5409,23
2034	2,56	1676,38	4285,98
Итого за 2023-2034гг	125,63		210 606,994

Контрактная территория ТОО «Саутс ойл»

Месторождение Акшабулак Восточный на контрактной территории ТОО «Саутс-ойл» на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно Контракту №668 от 10.05.2001г. Согласно контракту отчисления в ликвидационный фонд составляют 1% от эксплуатационных затрат. На момент составления настоящего проекта разработки, по месторождению Акшабулак Восточный накопленные ликвидационные отчисления составляют 1 257 972 тенге.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе аналогичных проектов ликвидации. Сметные стоимости ликвидации скважин, оборудования, зданий и сооружений должны уточняться в технических документах Проектах ликвидации. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

По территории ТОО «Саутс ойл» ликвидации подлежат 10 скважин. В стоимость ликвидации скважин входит рекультивации прискважинной площади и установка репер тумбы.

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину согласно нормативной продолжительности работ (108,3 часов) и стоимости 1 бригада/часа (25 962 тенге) составляет 2 811 717,09 тенге.

Затраты на ликвидацию скважин составляют:

$$10 \text{ ед.} * 2\,811\,717,09 \text{ тенге} = 28\,117\,171 \text{ тенге.}$$

Перечень объектов, подлежащих демонтажу представлены в таблице 11.4. Данный перечень не ограничен основными составляющими действующей схемы работ промысловой системы по разработке месторождения. Список может быть уточнен и дополнен в соответствии с имеющимися условиями работ, вследствие установки новых применяемых комплексов оборудования и механизмов.

Таблица 11.4 – Расчет размера суммы ликвидации скважин, промысловых объектов и рекультивации

Наименование	ед.изм	кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
Скважины	шт	10	2 811 717,09	28 117 170,90
Всего				28 117 170,90
Выкидные линии	км	10	1 917 814,77	19 178 147,72
Нагнетательные линии	км	4,1	1 917 814,77	7 863 040,57
Лаборатория	шт	1	335 424,60	335 424,60
Пункт приема и налива нефти	шт	1	409 012,80	409 012,80
Насосная станция пункта приема и налива	шт	1	335 424,60	335 424,60
Помешенные под хим.регент	шт	1	607 675,95	607 675,95
КПП	шт	1	607 675,95	607 675,95
ЩСУ	шт	1	607 675,95	607 675,95

Наименование	ед.изм	кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
Установка для дозирования хим.реагентов	шт	3	409 012,80	1 227 038,40
Конденсатосборник	шт	1	310 383,15	310 383,15
ГС	шт	5	101 489,85	507 449,25
АГЗУ	шт	1	607 675,95	607 675,95
Отстойник с разделом фаз	шт	1	262 841,25	262 841,25
Накопительный емкость нефти (УПСВ)	шт	2	101 489,85	202 979,70
Накопительный емкость пластовой воды (УПСВ)	шт.	2	101 489,85	202 979,70
Емкость	шт	12	101 489,85	1 217 878,20
Здание операторной	шт	5	335 424,60	1 677 123,00
Насосное помещение	шт	6	335 424,60	2 012 547,60
Дизельное помещение	шт	3	335 424,60	1 006 273,80
Котельное помещение	шт	1	335 424,60	335 424,60
Всего				39 514 673
Рекультивация	м3	660	13 490	8 903 400,00
Прочие непредвиденные затраты 5%				3 826 762,18
Всего				80 362 005,82

Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и технологической рекультивации земли и непердвиденных затрат (таблица 11.5) составила 80 362 005.82 тенге. Для распределения ликвидационных отчислений, от полученной суммы вычитаем, накопленную сумму отчисления 1 257 972 тенге, таким образом отчисления составят 79 104 034 тенге. В таблице 11.5 приведены основные показатели, необходимые для расчета норматива отчислений в Ликвидационный фонд.

Таблица 11.5 - Исходные данные для расчета отчислений в Ликвидационный фонд по месторождению

Наименование	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	28 117 171
Затраты на демонтаж оборудования	39 514 673
Рекультивация	8 903 400
Прочие непредвиденные затраты 5%	3 826 762
ИТОГО	80 362 006
Накопленная сумма	1 257 972
Сумма к накоплению	79 104 034
Накопленная добыча нефти за контрактный период	68,59
Удельный норматив, тонна/тенге	1153,26

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 вноса денег в размере суммы,

определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2022г до конца рентабельного периода 2035г, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

В таблице 11.6 приведен расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Таблица 11.6 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2022	8,84	1153,26	10197,286
2023	9,38	1153,26	10813,623
2024	9,64	1153,26	11120,957
2025	8,19	1153,26	9447,365
2026	6,68	1153,26	7699,997
2027	5,46	1153,26	6302,408
2028	4,49	1153,26	5179,602
2029	3,71	1153,26	4273,574
2030	3,07	1153,26	3539,296
2031	2,55	1153,26	2941,685
2032	2,13	1153,26	2453,296
2033	1,78	1153,26	2052,576
2034	1,47	1153,26	1689,747
2035	1,21	1153,26	1392,623
Итого	68,59	1153,26	79104,034

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература:		
1	Правительство РК	Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018г);
2	Правительство РК	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
3	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
4	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
5	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
6	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015 года;
7	Правительство РК	«Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018г;
8	Правительство РК	Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 05.10.2018г);
9	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;
10	Правительство РК	«Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г);
11	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;
12	Правительство РК	СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.2012г;
13	Правительство РК	«Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
14	Правительство РК	«Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);
15	Правительство РК	«Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;

б) Фондовая литература:		
16	Шадиева С., Корнева Т.В., Ешбаева Л.У.	«Подсчет запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих компонентов по месторождению Акшабулак Восточный (по состоянию на 02.01.2006г)», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2006г;
17	Асташкова О.Ф., Тлеубаева Т.Ф. Пагуба Н.С.	«Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2006г;
18	Асташкова О.Ф., Тлеубаева Т.Ф.	«Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки месторождения Акшабулак Восточный. АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2007г;
19	Асташкова О.Ф., Белько Л.Р., Рыспаева Г.А.	«Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2008г;
20	Асташкова О.Ф., Тлеубаева Т.Ф., Егизтаева Ж.Ж.	«Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2009г;
21	Егизтаева Ж.Ж., Корнева Т.В., Тлеубаева Т.Ф.	«Пересчет запасов нефти и растворенного газа в нефти по месторождению Акшабулак Восточный (по состоянию на 02.01.2010г)», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2010г;
22	Кайсариев Б, Асташкова О.Ф.,	«Уточненная технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2011г;
23	Асташкова О.Ф., Рыспаева Г.А., Кейикбаева А.А.	«Авторский надзор за реализацией «Уточненной технологической схемой разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2012г;
24	Тлеубаева Т.Ф., Асташкова О.Ф., Белько Л.Р.	«Пересчет запасов нефти и растворенного газа в нефти по месторождению Акшабулак Восточный (по состоянию на 02.01.2013г)», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2013г;
25	Асташкова О.Ф., Тлеубаева Т.Ф., Рыспаева Г.А.	«Проект разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2013г;
26	Кейикбаева А.А., Белько Л.Р., Чагай В.Г.	«Авторский надзор за реализацией «Проекта разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Актау 2014г;
27	Кейикбаева А.А., Юсупова М.С.	«Авторский надзор за реализацией «Проекта разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Алматы 2015г;
28	Кейикбаева А.А., Юсупова М.С.	«Анализ разработки месторождения Акшабулак Восточный», АО «НИПИнефтегаз», Алматы 2016г;
29	Сымғалиев А.Д., Каирғалиева А.Ж., Нурсултанов Е.Г.	«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Восточный (по состоянию на 02.01.2018г)», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», Атырау, 2018г;

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Т.П. 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. I объект территории КГМ. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	6	1	16,1	0	0	5	5	0	12,9	178,1	0,0
2026	0	0	0	6	0	16,1	0	0	5	5	0	9,7	178,0	0,0
2027	0	0	0	6	0	16,1	0	0	5	5	0	7,1	178,0	0,0
2028	0	0	0	6	0	16,1	1	0	4	4	0	5,5	178,0	0,0
2029	0	0	0	6	0	16,1	1	0	3	3	0	6,0	178,0	0,0
2030	0	0	0	6	0	16,1	1	0	2	2	0	7,3	178,0	0,0
2031	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	6,8	178,0	0,0
2032	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	6,2	178,0	0,0
2033	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	5,9	178,0	0,0
2034	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	5,6	178,0	0,0
2035	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	4,7	178,0	0,0
2036	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	3,9	178,0	0,0
2037	0	0	0	6	0	16,1	0	0	2	2	0	3,3	178,0	0,0

Т.П. 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект территории КГМ. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	16,9	1,7	14,3	913,6	90,0	0,519	234,2	234,2	2835,3	2835,3	92,8	0,0	0,0	0,0	1,078	46,114
2026	16,4	1,6	16,1	930,0	91,6	0,528	299,0	299,0	3134,3	3134,3	94,5	0,0	0,0	0,0	1,029	47,143
2027	11,9	1,2	14,0	941,8	92,8	0,535	299,0	299,0	3433,4	3433,4	96,0	0,0	0,0	0,0	0,748	47,891
2028	8,5	0,8	11,6	950,3	93,6	0,540	276,1	276,1	3709,5	3709,5	96,9	0,0	0,0	0,0	0,535	48,426
2029	7,2	0,7	11,2	957,6	94,3	0,544	214,4	214,4	3923,9	3923,9	96,6	0,0	0,0	0,0	0,456	48,881
2030	6,2	0,6	10,8	963,8	95,0	0,548	152,7	152,7	4076,6	4076,6	95,9	0,0	0,0	0,0	0,391	49,273
2031	4,7	0,5	9,2	968,5	95,4	0,550	123,4	123,4	4200,0	4200,0	96,2	0,0	0,0	0,0	0,297	49,570
2032	4,3	0,4	9,2	972,8	95,8	0,553	123,4	123,4	4323,4	4323,4	96,5	0,0	0,0	0,0	0,269	49,838
2033	4,1	0,4	9,8	976,9	96,2	0,555	123,4	123,4	4446,9	4446,9	96,7	0,0	0,0	0,0	0,259	50,097
2034	3,9	0,4	10,2	980,8	96,6	0,557	123,4	123,4	4570,3	4570,3	96,8	0,0	0,0	0,0	0,245	50,342
2035	3,3	0,3	9,5	984,1	97,0	0,559	123,4	123,4	4693,8	4693,8	97,4	0,0	0,0	0,0	0,205	50,547
2036	2,7	0,3	8,8	986,8	97,2	0,561	123,4	123,4	4817,2	4817,2	97,8	0,0	0,0	0,0	0,171	50,718
2037	2,3	0,2	8,1	989,1	97,4	0,562	123,4	123,4	4940,7	4940,7	98,2	0,0	0,0	0,0	0,143	50,861

Т.П. 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. II объект территории КГМ. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	1	1	3,3	0	0	1	1	0	2,5	57,6	0,0
2026	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	2,3	65,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	2,0	65,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,8	65,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,6	65,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,4	65,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,3	65,0	0,0
2032	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,2	65,0	0,0
2033	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,1	65,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	1,0	65,0	0,0
2035	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	0,9	65,0	0,0
2036	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	0,8	65,0	0,0
2037	0	0	0	1	0	3,3	0	0	1	1	0	0,7	65,0	0,0

Т.П. 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект территории КГМ. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,7	1,2	11,4	51,5	90,4	0,303	16,4	16,4	223,2	223,2	95,7	0,0	0,0	0,0	0,025	2,362
2026	0,8	1,4	14,8	52,3	91,8	0,308	22,5	22,5	245,7	245,7	96,4	0,0	0,0	0,0	0,030	2,392
2027	0,7	1,2	15,0	53,0	93,0	0,312	22,5	22,5	268,3	268,3	96,9	0,0	0,0	0,0	0,026	2,418
2028	0,6	1,1	15,4	53,6	94,1	0,316	22,5	22,5	290,8	290,8	97,3	0,0	0,0	0,0	0,023	2,441
2029	0,5	1,0	16,4	54,2	95,1	0,319	22,5	22,5	313,4	313,4	97,6	0,0	0,0	0,0	0,020	2,461
2030	0,5	0,9	17,8	54,7	95,9	0,322	22,5	22,5	335,9	335,9	97,8	0,0	0,0	0,0	0,019	2,480
2031	0,5	0,8	19,7	55,1	96,7	0,324	22,5	22,5	358,4	358,4	98,0	0,0	0,0	0,0	0,017	2,497
2032	0,4	0,7	22,3	55,6	97,5	0,327	22,5	22,5	381,0	381,0	98,2	0,0	0,0	0,0	0,015	2,512
2033	0,4	0,7	26,1	55,9	98,1	0,329	22,5	22,5	403,5	403,5	98,3	0,0	0,0	0,0	0,014	2,526
2034	0,3	0,6	32,0	56,3	98,7	0,331	22,5	22,5	426,0	426,0	98,5	0,0	0,0	0,0	0,013	2,539
2035	0,3	0,5	42,9	56,6	99,3	0,333	22,5	22,5	448,6	448,6	98,6	0,0	0,0	0,0	0,012	2,550
2036	0,3	0,5	68,3	56,9	99,8	0,335	22,5	22,5	471,1	471,1	98,7	0,0	0,0	0,0	0,011	2,561
2037	0,3	0,5	100,0	57,1	100,2	0,336	22,5	22,5	493,7	493,7	98,9	0,0	0,0	0,0	0,010	2,571

Т.П. 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. Возвратный объект территории КГМ. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	1	0	3,6	0	0	0	0	0	6,9	48,0	0,0
2026	0	0	0	1	1	3,6	0	0	1	1	0	5,0	66,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	4,2	66,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	3,6	66,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	3,0	66,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	2,5	66,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	2,1	66,0	0,0
2032	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	1,8	66,0	0,0
2033	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	1,5	66,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	1,3	66,0	0,0
2035	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	1,1	66,0	0,0
2036	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	0,9	66,0	0,0
2037	0	0	0	1	0	3,6	0	0	1	1	0	0,7	66,0	0,0

Т.П. 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Возвратный объект территории КГМ. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	1,7	4,4	15,7	30,6	76,6	0,464	12,1	12,1	133,8	133,8	85,6	0,0	0,0	0,0	0,100	2,890
2026	1,5	3,8	16,1	32,1	80,3	0,487	19,8	19,8	153,6	153,6	92,4	0,0	0,0	0,0	0,089	2,980
2027	1,5	3,7	18,6	33,6	84,0	0,509	22,9	22,9	176,5	176,5	93,6	0,0	0,0	0,0	0,087	3,067
2028	1,2	3,1	19,3	34,8	87,1	0,528	22,9	22,9	199,4	199,4	94,6	0,0	0,0	0,0	0,073	3,140
2029	1,1	2,7	21,1	35,9	89,8	0,544	24,1	24,1	223,5	223,5	95,5	0,0	0,0	0,0	0,065	3,204
2030	0,9	2,2	21,4	36,8	92,0	0,558	22,9	22,9	246,4	246,4	96,2	0,0	0,0	0,0	0,052	3,256
2031	0,7	1,8	22,9	37,5	93,8	0,569	22,9	22,9	269,3	269,3	96,8	0,0	0,0	0,0	0,043	3,300
2032	0,6	1,5	25,0	38,1	95,4	0,578	22,9	22,9	292,2	292,2	97,3	0,0	0,0	0,0	0,037	3,336
2033	0,5	1,3	28,0	38,7	96,7	0,586	22,9	22,9	315,1	315,1	97,7	0,0	0,0	0,0	0,031	3,367
2034	0,4	1,1	32,7	39,1	97,8	0,592	22,9	22,9	337,9	337,9	98,1	0,0	0,0	0,0	0,026	3,393
2035	0,4	0,9	40,9	39,5	98,7	0,598	22,9	22,9	360,8	360,8	98,4	0,0	0,0	0,0	0,022	3,415
2036	0,3	0,8	58,3	39,8	99,4	0,603	22,9	22,9	383,7	383,7	98,7	0,0	0,0	0,0	0,018	3,433
2037	0,3	0,6	100,0	40,0	100,1	0,607	22,9	22,9	406,6	406,6	98,9	0,0	0,0	0,0	0,015	3,448

Т.П. 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. По территории КГМ в целом. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	9	2	23,0	0	0	6	6	0	10,5	141,9	0,0
2026	0	0	0	9	1	23,0	0	0	7	7	0	8,0	146,7	0,0
2027	0	0	0	9	0	23,0	0	0	7	7	0	5,9	145,1	0,0
2028	0	0	0	9	0	23,0	1	0	6	6	0	4,6	143,2	0,0
2029	0	0	0	9	0	23,0	1	0	5	5	0	4,6	136,2	0,0
2030	0	0	0	9	0	23,0	1	0	4	4	0	4,9	127,7	0,0
2031	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	4,3	121,8	0,0
2032	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	3,8	121,8	0,0
2033	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	3,6	121,8	0,0
2034	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	3,4	121,8	0,0
2035	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	2,8	121,8	0,0
2036	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	2,4	121,8	0,0
2037	0	0	0	9	0	23,0	0	0	4	4	0	2,0	121,8	0,0

Т.П. 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. По территории КГМ 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.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	19,4	1,7	14,3	995,7	89,5	0,499	262,6	262,6	3192,3	3192,3	92,6	0,0	0,0	0,0	1,204	51,366
2026	18,7	1,7	16,1	1014,4	91,2	0,508	341,4	341,4	3533,7	3533,7	94,5	0,0	0,0	0,0	1,149	52,515
2027	14,1	1,3	14,4	1028,5	92,5	0,515	344,5	344,5	3878,2	3878,2	95,9	0,0	0,0	0,0	0,861	53,375
2028	10,3	0,9	12,4	1038,8	93,4	0,520	321,5	321,5	4199,7	4199,7	96,8	0,0	0,0	0,0	0,631	54,006
2029	8,9	0,8	12,1	1047,7	94,2	0,525	261,0	261,0	4460,7	4460,7	96,6	0,0	0,0	0,0	0,541	54,547
2030	7,6	0,7	11,8	1055,3	94,9	0,529	198,1	198,1	4658,9	4658,9	96,2	0,0	0,0	0,0	0,461	55,009
2031	5,9	0,5	10,4	1061,2	95,4	0,532	168,9	168,9	4827,7	4827,7	96,5	0,0	0,0	0,0	0,357	55,366
2032	5,3	0,5	10,4	1066,5	95,9	0,534	168,9	168,9	4996,6	4996,6	96,9	0,0	0,0	0,0	0,321	55,687
2033	5,0	0,5	11,0	1071,5	96,4	0,537	168,9	168,9	5165,5	5165,5	97,0	0,0	0,0	0,0	0,304	55,990
2034	4,7	0,4	11,6	1076,2	96,8	0,539	168,9	168,9	5334,3	5334,3	97,2	0,0	0,0	0,0	0,284	56,274
2035	3,9	0,4	11,0	1080,1	97,1	0,541	168,9	168,9	5503,2	5503,2	97,7	0,0	0,0	0,0	0,238	56,512
2036	3,3	0,3	10,4	1083,4	97,4	0,543	168,9	168,9	5672,1	5672,1	98,0	0,0	0,0	0,0	0,200	56,712
2037	2,8	0,3	9,8	1086,2	97,7	0,544	168,9	168,9	5840,9	5840,9	98,3	0,0	0,0	0,0	0,168	56,880

Т.П. 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. I объект территории СО. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	9	0	14,2	0	0	4	4	2	3,7	74,2	106,0
2026	0	0	0	9	0	14,2	0	0	4	4	2	3,9	70,9	104,7
2027	0	0	0	9	0	14,2	0	0	4	4	2	3,4	71,1	104,8
2028	0	0	0	9	0	14,2	0	0	4	4	2	3,1	71,4	104,9
2029	0	0	0	9	0	14,2	0	0	4	4	2	2,7	71,7	105,1
2030	0	0	0	9	0	14,2	0	0	4	4	2	2,4	72,0	105,3
2031	0	0	0	9	0	14,2	1	0	3	3	2	2,4	67,2	86,0
2032	0	0	0	9	0	14,2	0	0	3	3	2	2,4	61,1	67,2
2033	0	0	0	9	0	14,2	0	0	3	3	2	2,2	61,5	67,5
2034	0	0	0	9	0	14,2	3	2	0	0	0	1,9	62,0	67,8

Т.П. 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект территории СО. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	4,844	1,2	12,6	378,5	91,9	0,305	97,820	97,8	3191,4	3191,4	95,0	77,4	1412,5	82,2	0,019	3,693
2026	5,1	1,2	15,3	383,6	93,1	0,310	94,2	94,2	3285,6	3285,6	94,6	72,6	1485,1	80,0	0,322	4,015
2027	4,6	1,1	16,1	388,2	94,2	0,313	94,5	94,5	3380,1	3380,1	95,2	72,7	1557,8	80,0	0,287	4,303
2028	4,1	1,0	17,1	392,3	95,2	0,317	94,9	94,9	3475,0	3475,0	95,7	72,8	1630,5	80,0	0,256	4,559
2029	3,6	0,9	18,4	395,9	96,1	0,320	95,3	95,3	3570,3	3570,3	96,2	72,9	1703,4	80,0	0,229	4,788
2030	3,2	0,8	20,2	399,1	96,9	0,322	95,7	95,7	3666,0	3666,0	96,6	73,0	1776,4	80,0	0,204	4,992
2031	2,8	0,7	21,9	402,0	97,6	0,324	78,1	78,1	3744,0	3744,0	96,4	59,6	1836,0	80,0	0,177	5,169
2032	2,4	0,6	24,3	404,4	98,2	0,326	60,9	60,9	3804,9	3804,9	96,0	46,6	1882,6	80,0	0,153	5,322
2033	2,2	0,5	28,6	406,6	98,7	0,328	61,3	61,3	3866,2	3866,2	96,5	46,8	1929,4	80,0	0,137	5,459
2034	1,9	0,5	35,7	408,5	99,2	0,330	61,8	61,8	3928,0	3928,0	96,9	47,1	1976,5	80,0	0,122	5,581

Т.П. 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. По месторождению в целом. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2025	0	0	0	17	2	37,2	0	0	10	10	2	7,6	113,7	106,0
2026	0	0	0	17	1	37,2	0	0	11	11	2	6,5	119,2	104,7
2027	0	0	0	17	0	37,2	0	0	11	11	2	5,0	118,6	104,8
2028	0	0	0	17	0	37,2	1	0	10	10	2	4,0	116,5	104,9
2029	0	0	0	17	0	37,2	1	0	9	9	2	3,9	109,8	105,1
2030	0	0	0	17	0	37,2	1	0	8	8	2	3,8	102,0	105,3
2031	0	0	0	17	0	37,2	1	0	7	7	2	3,4	96,9	86,0
2032	0	0	0	17	0	37,2	0	0	7	7	2	3,2	96,4	67,2
2033	0	0	0	17	0	37,2	0	0	7	7	2	3,0	96,6	67,5
2034	0	0	0	17	0	37,2	3	2	4	4	0	2,8	96,8	67,8
2035	0	0	0	17	0	37,2	0	0	4	4	0	2,8	121,8	0,0
2036	0	0	0	17	0	37,2	0	0	4	4	0	2,4	121,8	0,0
2037	0	0	0	17	0	37,2	0	0	4	4	0	2,0	121,8	0,0

Т.П. 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 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.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2025	24,2	1,6	13,9	1374,2	90,2	0,425	360,4	360,4	6383,7	6383,7	93,3	77,4	1412,5	1,223	55,059
2026	23,8	1,6	15,9	1398,0	91,7	0,432	435,5	435,5	6819,3	6819,3	94,5	72,6	1485,1	1,471	56,530
2027	18,6	1,2	14,8	1416,7	93,0	0,438	439,0	439,0	7258,2	7258,2	95,8	72,7	1557,8	1,148	57,678
2028	14,4	0,9	13,4	1431,1	93,9	0,442	416,4	416,4	7674,7	7674,7	96,5	72,8	1630,5	0,887	58,565
2029	12,5	0,8	13,5	1443,6	94,7	0,446	356,3	356,3	8031,0	8031,0	96,5	72,9	1703,4	0,770	59,335
2030	10,8	0,7	13,5	1454,4	95,4	0,450	293,8	293,8	8324,8	8324,8	96,3	73,0	1776,4	0,666	60,000
2031	8,7	0,6	12,5	1463,2	96,0	0,452	246,9	246,9	8571,7	8571,7	96,5	59,6	1836,0	0,534	60,535
2032	7,7	0,5	12,7	1470,9	96,5	0,455	229,7	229,7	8801,5	8801,5	96,6	46,6	1882,6	0,474	61,008
2033	7,2	0,5	13,5	1478,1	97,0	0,457	230,2	230,2	9031,7	9031,7	96,9	46,8	1929,4	0,440	61,449
2034	6,6	0,4	14,4	1484,7	97,4	0,459	230,6	230,6	9262,3	9262,3	97,1	47,1	1976,5	0,406	61,855
2035	3,9	0,3	10,0	1488,6	97,7	0,460	168,9	168,9	9431,2	9431,2	97,7	0,0	1976,5	0,238	62,093
2036	3,3	0,2	9,4	1491,9	97,9	0,461	168,9	168,9	9600,0	9600,0	98,0	0,0	1976,5	0,200	62,293
2037	2,8	0,2	8,7	1494,7	98,1	0,462	168,9	168,9	9768,9	9768,9	98,3	0,0	1976,5	0,168	62,461

Таблица П.3.2.1 - Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	ПР-2021г			ДПР-2022г		
		Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-0-1 (возвратный объект)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	1	1	-
	Количество определений	-	-	-	18	18	-
	Среднее значение	-	-	-	3064,76	0,269	-
	Интервал изменения	-	-	-	604,6-7150	0,195-0,301	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	0,556	0,083	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	2	2	2	2
	Количество определений	2	2	2	2	2	2
	Среднее значение	177,1	0,27	0,60	177,1	0,27	0,60
	Интервал изменения	82,7-220,7	0,24-0,28	0,56-0,62	82,7-220,7	0,24-0,28	0,56-0,62
	Коэффициент вариации	0,362	0,07	0,04	0,362	0,07	0,04
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин		-	-		-	-
	Количество определений		-	-		-	-
	Среднее значение		-	-		-	-
	Интервал изменения		-	-		-	-
	Коэффициент вариации		-	-		-	-
Ю-П (П объект)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	2	-	1	2	-
	Количество определений	30	32	-	30	32	-
	Среднее значение	99,88	0,203	-	99,88	0,203	-
	Интервал изменения	6,16-741,89	0,141-0,297	-	6,16-741,89	0,141-0,297	-
	Коэффициент вариации	1,652	0,217	-	1,652	0,217	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	2	1	2	2	2
	Количество определений	-	9	3	4	4	4
	Среднее значение	-	0,203	0,672	243,8	0,26	0,66
	Интервал изменения	-	0,157-0,280	0,650-0,710	67-325,2	0,23-0,28	0,51-0,70
	Коэффициент вариации	-	0,187	0,037	0,498	0,07	0,11
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	1	-	-
	Количество определений	4	-	-	4	-	-
	Среднее значение	285,9	-	-	285,9	-	-
	Интервал изменения	284,8-286,5	-	-	284,8-286,5	-	-
	Коэффициент вариации	0,774	-	-	0,774	-	-
Ю-III к-т							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-	1	1	-
	Количество определений	1	1	-	1	1	-
	Среднее значение	36,47	0,247	-	36,47	0,247	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	0	-	0	0	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	13	13	13	13	13
	Количество определений	-	36	32	32	32	32
	Среднее значение	-	0,196	0,601	66,4	0,19	0,61
	Интервал изменения	-	0,134-0,334	0,400-0,771	4,6-432,2	0,13-0,27	0,40-0,75
	Коэффициент вариации	-	0,195	0,149	1,70	0,16	0,15
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
Ю-III-п							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	-	6	6	-
	Количество определений	45	45	-	45	45	-
	Среднее значение	1509,23	0,225	-	1509,23	0,225	-
	Интервал изменения	7,6-8383	0,140-0,361	-	7,6-8383	0,140-0,361	-
	Коэффициент вариации	1,242	0,204	-	1,242	0,204	-
	Количество скважин	-	15	15	17	17	17

Геофизические исследования скважин	Количество определений	-	17	16	24	24	23
	Среднее значение	-	0,223	0,714	1363,0	0,16	0,80
	Интервал изменения	-	0,140-0,300	0,440-0,920	3-3913	0,14-0,30	0,44-0,91
	Коэффициент вариации	-	0,221	0,196	0,95	0,17	0,15
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	5	-	-	5	-	-
	Количество определений	36	-	-	36	-	-
	Среднее значение	1137,73	-	-	1137,73	-	-
	Интервал изменения	0,551-9456,7	-	-	0,551-9456,7	-	-
	Коэффициент вариации	2,517	-	-	2,517	-	-
Ю-III-к/т, Ю-III-п (I объект)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	-	6	6	-
	Количество определений	46	46	-	46	46	-
	Среднее значение	1477,21	0,225	-	1477,21	0,225	-
	Интервал изменения	7,56-8383	0,140-0,361	-	7,56-8383	0,140-0,361	-
	Коэффициент вариации	1,263	0,202	-	1,263	0,202	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	17	17	18	18	18
	Количество определений	-	55	50	56	56	51
	Среднее значение	-	0,206	0,641	833,6	0,24	0,73
	Интервал изменения	-	0,134-0,334	0,400-0,920	2,9-3913,3	0,13-0,30	0,40-0,91
	Коэффициент вариации	-	0,210	0,185	1,42	0,20	0,19
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	5	-	-	5	-	-
	Количество определений	36	-	-	36	-	-
	Среднее значение	1137,73	-	-	1137,73	-	-
	Интервал изменения	0,551-9456,7	-	-	0,551-9456,7	-	-
	Коэффициент вариации	2,517	-	-	2,517	-	-

Таблица П.11.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Восточный

СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА					
Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Восточный					
(наименование стройки)					
в текущих ценах на 2021 г.					
Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
		Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
2	3	4	5	6	7
Глава 2. Основные объекты строительства					
2-1	Демонтажные работы	181146,358	--	--	181146,358
	Всего по главе	181146,358	--	--	181146,358
	ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	181146,358	--	--	181146,358
Глава 8. Временные здания и сооружения					
НДЗ РК 8.04-05-2015	Временные здания и сооружения 2,8%	5072,098	--	--	5072,098
	Всего по главе	5072,098	--	--	5072,098
	ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	186218,456	--	--	186218,456
Глава 9. Прочие работы и затраты					
НДЗ РК 8.04-06-2015	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время 2,88%	5363,092	--	--	5363,092
	Всего по главе	5363,092	--	--	5363,092
	ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9	191581,548	--	--	191581,548
ГН ОССС	Непредвиденные работы и затраты-2%	3831,631	--	--	3831,631
	ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ	195413,179	--	--	195413,179
Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость - 12 %	--	--	23449,581	23449,581
	ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ	195413,179	--	23449,581	218862,76

											Форма 4	
Наименование стройки -		Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Восточный										
Шифр стройки		519244/ДГ20-ДГР-001-0058//216/2020АТ										
Наименование объекта -		Демонтажные работы										
Шифр объекта		2-1										
		ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА №						2-1				
		(Локальный сметный расчет)										
	на	Демонтажные работы										
		(наименование работ и затрат)										
Основание:		Дефектная ведомость										
					Сметная стоимость					181146,358	тыс.тенге	
					Сметная заработная плата					52231,462	тыс.тенге	
					Нормативная трудоемкость					31,001	тыс.чел-ч	
Составлен(а) в ценах 2-квартала 2021 года												
№ п/п	Шифр норм, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество		Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге			Накладные расходы, тенге	Всего стоимость с накладными расходами и сметной прибылью, тенге
				на единицу измерения	по проекту	Всего	эксплуатация машин	Всего	эксплуатация машин	материалы		
						зарплата рабочих- строителей	зарплата машинистов	зарплата рабочих- строителей	зарплата машинистов	оборудование, мебель, инвентарь	Сметная прибыль, тенге	
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12
1	1308-0101-2501 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 17	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ•А. Демонтаж оборудования	подстанция		9	35797,14	23679,54	322174	213116	--	144535	504045

						12117,60	10187,15	109058	91684		37337	
2	1308-0103-1101 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 17	Трансформатор силовой, автотрансформатор или масляный реактор, масса до 1 т. Демонтаж оборудования	шт.		9	20159,53	11632,33	181436	104691	--	88375	291396
						8527,20	5110,91	76745	45998		21585	
3	1133-0204-0202 РСНБ РК 2015	Провода ВЛ 6-10 кВ сечением проводов свыше 35 мм2 в ненаселенной местности (3 провода при 10 опорах на 1 км линии). Демонтаж	км линии		38,9	104997,39	67660,11	4084398	2631978	--	2007757	6579527
						37337,28	27179,33	1452420	1057276		487372	
4	1133-0210-0301 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 14	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.		872	3748,72	2412,22	3268887	2103460	--	1769563	5441526
						1336,50	1200,14	1165428	1046526		403076	
5	1134-0206-0401 РСНБ РК 2015	Молниесотвод. Демонтаж	молниесотвод		9	525,84	--	4733	--	--	3597	8996
						525,84	--	4733	--		666	
6	1308-0205-0903 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 17	Прожекторы. Демонтаж	шт.		9	2027,27	1110,44	18245	9994	--	8726	29129
						916,83	429,80	8251	3868		2158	
7	1133-0303-0304 РСНБ РК 2015	Опоры освещения стальные массой до 3,5 т. Демонтаж	опора		9	6779,55	4238,55	61016	38147	--	32143	100612
						2541,00	1923,30	22869	17310		7453	
8	414-103-0501 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Погрузка	т		16,81	707,00	--	11885	--		--	12836
						--	--	--	--		951	
9	414-103-0502 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Разгрузка	т		16,81	707,00	--	11885	--		--	12836
						--	--	--	--		951	
10	411-103-0220 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км		2941,75	24,00	--	70602	--		--	76250
						--	--	--	--		5648	
11	414-101-0701 РСНБ РК 2015	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т		1024,6	745,00	--	763327	--		--	824393
						--	--	--	--		61066	
12	414-101-0702 РСНБ РК 2015	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т		1024,6	745,00	--	763327	--		--	824393
						--	--	--	--		61066	
13	411-103-0220 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км		179305	24,00	--	4303320	--		--	4647586
						--	--	--	--		344266	
		Демонтаж выкидных линии из СВТ Д114мм, 51,09КМ										
14	1101-0101-0361 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 20	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м3	м3 грунта		57220,8	324,36	324,36	18560253	18560254	--	2630637	22886161
						--	63,85	--	3653663		1695271	
15	1101-0104-0401 РСНБ РК 2015	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м3 грунта		57220,8	33,63	33,63	1924450	1924450	--	611063	2738354
						--	14,83	--	848699		202841	
16	1122-1601-0101 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 13 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода		51,09	500126,45	201939,89	25551460	10317109	--	18517124	47594071
						298186,56	67915,73	15234351	3469815		3525487	
17	1125-0210-0101 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 15	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубопровода		51,09	939269,53	846359,34	47987280	43240499	39829	13132959	66009859
						92130,60	190347,84	4706952	9724871		4889619	
18	414-103-0101 РСНБ РК 2015	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т		119,0397	796,00	--	94756	--		--	102336

19	414-103-0102 РСНБ РК 2015	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т		119,0397	796,00	--	94756	--		7580		102336
						--	--	--	--		7580		
20	411-103-0220 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км		20831,9475	24,00	--	499967	--		--		539964
						--	--	--	--		39997		
		Демонтаж зданий и сооружения											
21	1146-0601-0905 РСНБ РК 2015	Здание (КПП). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м3 строительного объема		180	1026,83	451,56	184829	81282	--	110960		319452
						575,27	158,59	103548	28547		23663		
		Биологическая рекультивация											
22	1147-0207-0101 РСНБ РК 2015	Почва. Обработка полосами	га		6,4	150829,04	150829,04	965306	965306	--	291834		1357711
						--	51817,14	--	331630		100571		
23	1147-0204-0106 РСНБ РК 2015	Почвы. Боронование в один след	га		6,4	479,01	479,01	3066	3066	--	1213		4622
						--	215,42	--	1379		342		
24	1147-0220-0101 РСНБ РК 2015	Приготовление раствора (рабочей суспензии)	т		2555	3475,51	--	8879933	--	--	7814341		18029816
						3475,51	--	8879933	--		1335542		
25	1101-0201-0601 РСНБ РК 2015	Полив почвы рабочей суспензией (водой, смешанной с минеральными удобрениями и биопрепаратом)	м3 уплотненного грунта		2100	196,89	84,05	413469	176505	210000	52527		503276
						12,84	21,90	26964	45990		37280		
		В ТОМ ЧИСЛЕ:											
25.1	217-603-0104	Вода техническая	м3	1	2100	100,00				210000			
26	1101-0201-0601 РСНБ РК 2015	Полив почвы водой	м3 уплотненного грунта		2100	196,89	84,05	413469	176505	210000	52527		503276
						12,84	21,90	26964	45990		37280		
		В ТОМ ЧИСЛЕ:											
26.1	217-603-0104	Вода техническая	м3	1	2100	100,00				210000			
27	Цены	Минеральное удобрение (азофоска)	т		6	120000,00	--	720000	--	720000	--		777600
						--	--	--	--		57600		
28	Цены	Биопрепарат	кг		6	50000,00	--	300000	--	300000	--		324000
						--	--	--	--		24000		
		ИТОГО ПО СМЕТЕ:	Тенге										181146358
		В ТОМ ЧИСЛЕ:											
		- Зарплата рабочих строителей	Тенге					31818216					
		- Затраты на эксплуатацию машин	Тенге						80546362				
		- в том числе зарплата машинистов	Тенге						20413246				
		- Материалов, изделий и конструкций	Тенге							1479829			
		- Перевозка грузов	Тенге					6613825					
		- Накладные расходы	Тенге								47269881		
		- Сметная прибыль	Тенге								13418248		

Форма 4А АВС-4

Наименование стройки -

Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Восточный

Объект номер -

ЛОКАЛЬНЫЙ РЕСУРСНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ

№

(локальная смета)

СТРОЙКА

на

Наименование объекта -

Основание:

Составлен в ценах 2-квартала 2021 года

тенге

№ п/п	Шифр ресурсов	Наименование ресурсов, оборудования, конструкций, изделий и деталей	Единица измерения	Количество единиц	Сметная стоимость	
					на единицу	общая
1	2	3	4	5	6	7
ТРУДОВЫЕ РЕСУРСЫ						
1	АВС 000001	Затраты труда рабочих-строителей	чел-ч	22081,15954	1440,97	31818217,53
2	АВС 000003	Затраты труда машинистов	чел-ч	8916,15966	2289,47	(20413243,95)
ИТОГО ТРУДОВЫЕ РЕСУРСЫ				тенге		31818218

СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ						
1	3105-0601-0102 РСНБ РК 2015	Автогидроподъемники, высота подъема 18 м	маш.-ч	226,398	5277	1194702,25
			чел-ч	226,398	1496	338691,41
2	3106-0201-0401 РСНБ РК 2015	Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на автомобильном прицепе	маш.-ч	1164,852	4931	5743885,21
			чел-ч	1164,852	1252	1458394,7
3	3101-0101-0102 РСНБ РК 2015	Бульдозеры, 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	398,545728	4510	1797441,23
			чел-ч	398,545728	1788	712599,76
4	3101-0101-0104 РСНБ РК 2015	Бульдозеры, 96 кВт (130 л.с.)	маш.-ч	36,544	6392	233589,25
			чел-ч	36,544	2137	78094,53
5	3206-0101-0201 РСНБ РК 2015	Бороны дисковые мелиоративные (без трактора)	маш.-ч	4,864	648	3151,87
6	3206-0101-0803 РСНБ РК 2015	Корчеватели-собиратели с трактором, 96 кВт (130 л.с.)	маш.-ч	106,816	6061	647411,78
			чел-ч	106,816	1788	190987,01
7	3105-0102-0302 РСНБ РК 2015	Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	94,14	5597	526901,58
			чел-ч	94,14	2137	201177,18
8	3105-0102-0104 РСНБ РК 2015	Краны на автомобильном ходу, 16 т	маш.-ч	1305,8604	7287	9515804,73
			чел-ч	1305,8604	2137	2790623,67
9	3204-0102-0101 РСНБ РК 2015	Трубоукладчики для труб диаметром до 400 мм, 6,3 т	маш.-ч	1123,98	7388	8303964,24
			чел-ч	1123,98	2137	2401945,26
10	3105-0402-0203 РСНБ РК 2015	Лебедки ручные и рычажные тяговым усилием 14,72 кН (1, 5 т)	маш.-ч	858,312	12	10299,74
11	3101-0303-0401 РСНБ РК 2015	Машины бурильно-крановые с глубиной бурения 3,5 м на автомобиле	маш.-ч	383,68	4741	1819026,88
			чел-ч	383,68	2137	819924,16
12	3204-0105-0202 РСНБ РК 2015	Агрегаты наполнительно-опрессовочные, до 70 м3/ч	маш.-ч	81,744	7016	573515,9
			чел-ч	81,744	2137	174686,93
13	3206-0102-1001 РСНБ РК 2015	Оборудование навесное сельскохозяйственное	маш.-ч	0,832	91	75,71
14	3304-0101-0501 РСНБ РК 2015	Тракторы на гусеничном ходу лесохозяйственные, 58,8 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	4,864	5321	25881,34
			чел-ч	4,864	1496	7276,54
15	3105-0602-1101 РСНБ РК 2015	Вышки телескопические, 25 м	маш.-ч	3,24	5285	17123,4
			чел-ч	3,24	1788	5793,12
16	3106-0102-0503 РСНБ РК 2015	Установки компрессорные передвижные давлением 9800 кПа (100 атм), 16 м3/мин	маш.-ч	1123,98	18517	20812737,66
			чел-ч	1123,98	1788	2009676,24
17	3106-0103-0501 РСНБ РК 2015	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	19,44	173	3363,12
18	3101-0201-0105 РСНБ РК 2015	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу, 1,25 м3	маш.-ч	3,15	11377	35837,55
			чел-ч	3,15	2137	6731,55
19	3101-0201-0905 РСНБ РК 2015	Экскаваторы на гусеничном ходу "обратная лопата", 0,65 м3	маш.-ч	1424,79792	12599	17951028,99
			чел-ч	1424,79792	2137	3044793,16
20	3105-0102-0102 РСНБ РК 2015	Краны на автомобильном ходу, 10 т	маш.-ч	10,08	5224	52657,92
			чел-ч	10,08	2137	21540,96
21	3304-0102-0104 РСНБ РК 2015	Тракторы на пневмоколесном ходу, 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	268,011	3594	963231,53
			чел-ч	268,011	1496	400944,46
22	3201-0211-0201 РСНБ РК 2015	Машины поливомоечные, 6000 л	маш.-ч	51,24	6590	337671,6
			чел-ч	51,24	1496	76655,04
23	3106-0102-0103 РСНБ РК 2015	Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), 11,2 м3/мин	маш.-ч	1123,98	5408	6078483,84
			чел-ч	1123,98	1788	2009676,24

24	3301-0201-0101 РСНБ РК 2015	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	253,0623	3154	798158,49
		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	253,0623	1496	378581,2
25	3106-0202-0501 РСНБ РК 2015	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	84,2985	28	2360,36
		ИТОГО СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ	тенге			77448306
		В Т.Ч. ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА МАШИНИСТОВ:	тенге			20413244
СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ						
1	217-605-0101 РСНБ РК 2015	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м3	27,0777	332	8989,8
2	217-605-0104 РСНБ РК 2015	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ Р 52087-2018	кг	91,962	153	14070,19
3	261-107-0574 РСНБ РК 2015	Электроды для сварки магистральных газонефтепроводов ГОСТ 9466-75	т	0,020436	490993	10033,93
4	261-301-0219 РСНБ РК 2015	Крепления для трубопроводов /кронштейны, планки, хомуты/	кг	0,05109	537	27,44
5	217-603-0104 РСНБ РК 2015	Вода техническая	м3	4200	100	420000
6	241-703-0401 РСНБ РК 2015	Прокладка паронитовая ГОСТ 481-80 ПОН 0,4-1,5	кг	5,109	1313	6708,12
7	С Цены	Биопрепарат	кг	6	50000	300000
8	С Цены	Минеральное удобрение (азофоска)	т	6	120000	720000
		ИТОГО СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ	тенге			1479829
ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ						
1	411-103-0220 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км	203078,6975	24	4873888,74
2	414-101-0701 РСНБ РК 2015	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	1024,6	745	763327
3	414-101-0702 РСНБ РК 2015	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	1024,6	745	763327
4	414-103-0101 РСНБ РК 2015	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Погрузка	т	119,0397	796	94755,6
5	414-103-0102 РСНБ РК 2015	Металл сортовой в связках, трубы СВТ. Разгрузка	т	119,0397	796	94755,6
6	414-103-0501 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Погрузка	т	16,81	707	11884,67
7	414-103-0502 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Разгрузка	т	16,81	707	11884,67
		ИТОГО ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ	тенге			6613823
		ИТОГО ПРЯМЫЕ ЗАТРАТЫ	тенге			117360176

Таблица П.11.2 – Локальная смета репер с тумбой

											Форма 4	
Наименование стройки -		Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Восточный										
Шифр стройки		519244/ДГ20-ДГР-001-0058//215/2020АТ										
Наименование объекта -		Демонтаж промыслового оборудования										
Шифр объекта		2-14										
		ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА №						2-14				
		(Локальный сметный расчет)										
	на	Репер с тумбой, 1шт.										
		(наименование работ и затрат)										
Основание:												
					Сметная стоимость					267,718	тыс.тенге	
					Сметная заработная плата					38,207	тыс.тенге	
					Нормативная трудоемкость					0,027	тыс.чел-ч	
Составлен(а) в ценах 2-квартала 2021 года												
		Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге					

№ п/п	Шифр норм, код ресурса					Всего	эксплуатация машин	Всего	эксплуатация машин	материалы	Накладные расходы, тенге	Всего стоимость с накладными расходами и сметной прибылью, тенге
				на единицу измерения	по проекту	зарплата рабочих- строителей	зарплата машинистов	зарплата рабочих- строителей	зарплата машинистов	оборудование, мебель, инвентарь	Сметная прибыль, тенге	
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12
1	1101-0203-0105 РСНБ РК 2015	Площади. Планировка ручным способом. Группа грунтов 2	м2 спланированной площади		9	184,80	--	1663	--	--	1198	3089
						184,80	--	1663	--		229	
2	1106-1501-0112 РСНБ РК 2015	Бетон тяжелый на щебне класса В25. Приготовление	м3		1,05	18430,17	1256,83	19352	1320	14506	3792	24996
						3357,79	611,24	3526	642		1852	
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
2.1	211-201-0604	Щебень из плотных горных пород для строительных работ М1000 СТ РК 1284-2004 фракция 10-20 мм	м3	0,8	0,84	3352,00				2816		
2.2	212-401-0110	Раствор кладочный цементный ГОСТ 28013-98 марки М400	м3	0,382	0,4011	25725,00				10318		
3	1106-0101-0113 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Фундаменты бетонные. Устройство	м3		1,05	10348,04	1252,14	10865	1314	1821	7378	19702
						7361,76	359,35	7730	377		1459	
4	1109-0305-0301 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Монтаж металлоконструкции	т конструкций		0,196	136523,31	6284,77	26759	1232	1725	16501	46720
						121440,00	569,32	23802	112		3461	
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
4.1	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 строительный	т	0,005	0,00098	647579,00				635		
4.2	261-107-0576	Электроды, d=4 мм, Э46 ГОСТ 9466-75	т	0,014	0,002744	219538,00				602		
4.3	214-203-0103	Швеллер горячекатаный с внутренним уклоном граней полок из углеродистой стали ГОСТ 380-2005 № 22У-40У	т	0,00194	0,00038	439300,00				167		
5	222-504-0101 РСНБ РК 2015	Конструкции стальные из одного профиля ГОСТ 23118-2012	т		0,196	741626,00	--	145359	--	145359	--	156988
						--	--	--	--		11629	
6	1113-0301-1406 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 18 К=2	Поверхности металлические огрунтованные. Окраска эмалями ПФ-115 за 2 раза	м2		5	176,34	3,91	882	20	511	245	1217
						70,30	0,72	351	4		90	
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
6.1	236-203-0109	Эмаль СТ РК ГОСТ Р 51691-2003 ПФ-115	т	0,00018	0,0009	508438,00				458		
7	414-103-0501 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Погрузка	т		0,196	707,00	--	139	--		--	150
						--	--	--	--		11	
8	414-103-0502 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Разгрузка	т		0,196	707,00	--	139	--		--	150
						--	--	--	--		11	
9	414-104-0301 РСНБ РК 2015	Щебень, гравий, галька. Погрузка	т		1,12	257,00	--	288	--		--	311
						--	--	--	--		23	
10	414-104-0302 РСНБ РК 2015	Щебень, гравий, галька. Разгрузка	т		1,12	445,00	--	498	--		--	538
						--	--	--	--		40	
11	414-104-0201 РСНБ РК 2015	Песок всякий. Погрузка	т		0,799	193,00	--	154	--		--	166
						--	--	--	--		12	
12	414-104-0202 РСНБ РК 2015	Песок всякий. Разгрузка	т		0,799	396,00	--	316	--		--	341
						--	--	--	--		25	
13	414-101-0101 РСНБ РК 2015	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Погрузка	т		0,382	915,00	--	350	--		--	378

						--	--	--	--		28	
14	414-101-0102 РСНБ РК 2015	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Разгрузка	т		0,382	915,00	--	350	--		--	378
						--	--	--	--		28	
15	411-103-0220 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км		485,8	24,00	--	11659	--		--	12592
						--	--	--	--		933	
		Доставка воды на расстояние свыше 5км, 100-5=95км,расстояние перевозки 100км. Сборник №27, т.ч. п.1.6, При расстоянии более 5 км на каждый километр доставки 100 м3 воды следует добавлять к нормам времени эксплуатации поливомоечных машин 0,9 маш.-ч.										
		ИТОГО ПО СМЕТЕ:	Тенге									267718
		В ТОМ ЧИСЛЕ:										
		- Зарплата рабочих строителей	Тенге					37072				
		- Затраты на эксплуатацию машин	Тенге						3886			
		- в том числе зарплата машинистов	Тенге						1135			
		- Материалов, изделий и конструкций	Тенге							163922		
		- Перевозка грузов	Тенге					13893				
		- Накладные расходы	Тенге								29114	
		- Сметная прибыль	Тенге								19831	

Таблица Т.П.11.3 - Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений

№п/п	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м ³	Всего объем, м ³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
	Демонтаж трубопроводов								
1	Демонтаж выкидных линий добывающих скважин Ø114мм из с/пластика						51,090		
	Демонтаж промышленного оборудования								
2	Демонтаж молниеотводов по всем скважинам	9							
3	Демонтаж прожекторной мачты освещения	9	1,23	11,07					
	Демонтаж зданий и сооружений								
4	Демонтаж КПП-2 «Север»	2				180			
	Демонтаж сетей эл.передач								
5	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Север							38,90	Провод 3*АС-95/70, опора СВ-105 в количестве - 872 шт.
6	КТПН м/р Акшабулак	9	0,158	1,42					для работы скважин
7	Трансформатор ТМПН	9	0,48	4,32					для работы скважин
	Транспортировка демонтированных материалов								
8	Транспортировка демонтированного оборудования из металла, железобетона и др. материалов на базу сдачи, протяженность, км	175							
9	Транспортировка строительного мусора на полигон ТБО для утилизации, протяженность, км	150							
10	Земляные работы при демонтаже подземных трубопроводов, м³	127725							
11	Работы по биологической рекультивации нарушенных земель озеленением путём посадки саженцев деревьев и кустарников, м²	64000							

Таблица П.4.2.1 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)	тыс.тг	400 640,83	135 232,27	73 672,80	36 076,87	25 747,19	26 206,52	29 164,23	24 109,05	19 986,57	16 610,31	13 835,03
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	163 622,80	12 602,24	14 429,47	15 078,79	15 606,55	18 068,44	18 700,83	19 355,36	16 026,24	16 587,16	17 167,71
Налог на имущество	тыс.тг	50 835,44	9 494,55	8 070,37	6 859,81	5 830,84	4 956,21	4 212,78	3 580,86	3 043,74	2 587,17	2 199,10
Прочие налоги	тыс.тг	23 400,13	1 954,19	2 051,90	2 144,24	2 219,29	2 296,96	2 377,36	2 460,56	2 541,87	2 630,84	2 722,92
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 393 560,30	114 043,66	195 762,68	278 332,03	241 566,47	171 627,40	107 043,54	88 492,69	77 948,20	64 782,89	53 960,74
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 155 891,88	81 661,57	158 526,46	239 477,09	207 843,98	147 668,35	92 100,35	73 564,42	62 390,84	50 099,65	42 559,16
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	676 926,96	67 639,91	110 998,85	160 066,78	123 099,39	88 327,86	35 349,70	29 415,22	24 392,44	20 437,96	17 198,85
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	311,94	16,91	140,99	114,76	9,37	7,68	6,32	5,18	4,27	3,53	2,92
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	755 895,41	169 269,08	143 188,76	153 183,69	119 519,50	75 931,68	43 782,88	24 264,01	19 665,43	7 090,38	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	337 066,37	153 804,79	77 398,24	61 658,51	34 486,00	9 718,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	4 156 870,39	475 254,62	636 894,92	880 838,84	724 434,19	492 396,93	274 409,53	217 029,26	186 026,46	147 609,28	121 976,36
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	244 857,35	33 173,01	27 071,27	28 996,36	27 900,46	25 947,57	24 100,80	23 557,76	19 184,38	18 451,19	16 474,55
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-155 783,48	-102 059,26	-46 601,53	-7 080,51	2 153,27	-258,95	-5 063,42	-551,29	-802,19	1 840,88	2 639,51
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	4 557 511,22	610 486,89	710 567,72	916 915,70	750 181,38	518 603,45	303 573,76	241 138,31	206 013,04	164 219,59	135 811,39

Таблица П.4.2.2 - Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	67,542	14,79	12,49	9,83	7,77	6,16	4,91	3,92	3,14	2,52	2,03
Товарный газ	млн. м3	4,007	0,88	0,74	0,58	0,46	0,37	0,29	0,23	0,19	0,15	0,12
СУГ	тыс. тонн	0,383	0,08	0,07	0,06	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	28,175	1,77	3,75	5,99	5,20	3,70	2,31	1,84	1,47	1,18	0,95
на внутренний рынок	тыс. тонн	39,367	13,01	8,74	3,83	2,56	2,46	2,60	2,08	1,66	1,34	1,07
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	4,007	0,88	0,74	0,58	0,46	0,37	0,29	0,23	0,19	0,15	0,12
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,383	0,08	0,07	0,06	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн		320 414,61	294 397,28	277 012,30	277 012,30	277 012,30	277 012,30	286 707,73	296 742,50	307 128,49	317 877,99
на внутренний рынок	тг/тонн		86 335,27	69 885,71	77 846,15	83 000,00	88 000,00	93 000,00	96 255,00	99 623,93	103 110,76	106 719,64
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн		33 600,00	33 600,00	34 944,00	36 341,76	37 795,43	39 307,25	40 683,00	42 106,91	43 580,65	45 105,97
Производственный доход от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	8 068 562,76	568 612,54	1 103 304,01	1 660 528,18	1 441 184,95	1 023 928,67	638 621,51	527 947,15	437 683,56	363 759,58	302 992,61
на внутренний рынок	тг тыс	3 322 321,01	1 123 553,56	611 120,13	298 345,25	212 685,51	216 851,32	241 771,69	199 872,18	165 699,86	137 713,45	114 708,06
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	2 410,11	528,99	443,91	351,79	278,11	220,44	175,29	138,42	111,75	89,53	71,87
СУГ												
на внутренний рынок	тг тыс	13 942,47	2 853,04	2 375,92	1 943,50	1 596,29	1 315,89	1 088,23	898,18	743,16	616,26	512,01
Итоговый производственный доход	тг тыс	11 407 236,34	1 695 548,13	1 717 243,98	1 961 168,72	1 655 744,85	1 242 316,32	881 656,73	728 855,92	604 238,33	502 178,82	418 284,55

Таблица П.4.2.3- Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	86 258,73	16 801,38	14 880,84	12 252,40	10 021,53	8 227,36	6 778,07	5 589,47	4 641,78	3 855,90	3 210,00
Затраты на химреагенты	тыс.тг	34 173,96	3 330,53	3 360,52	3 346,13	3 330,65	3 340,43	3 370,85	3 418,45	3 480,55	3 555,15	3 640,69
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	216,83	19,41	20,38	21,30	22,04	22,81	23,61	24,44	20,23	20,94	21,67
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	58 414,96	5 228,52	5 489,95	5 737,00	5 937,79	6 145,61	6 360,71	6 583,34	5 451,00	5 641,79	5 839,25
Проекты отвода земель	тыс.тг	263,97	23,63	24,81	25,92	26,83	27,77	28,74	29,75	24,63	25,49	26,39
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	473 435,83	107 824,80	37 738,68	39 436,92	40 817,21	42 245,82	43 724,42	45 254,77	37 470,95	38 782,44	40 139,82
Содержание автодорог	тыс.тг	12 494,33	1 118,32	1 174,24	1 227,08	1 270,03	1 314,48	1 360,49	1 408,10	1 165,91	1 206,72	1 248,95
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	7 018,22	628,18	659,59	689,27	713,39	738,36	764,20	790,95	654,91	677,83	701,55
Расходы по страхованию	тыс.тг	43 903,52	3 929,65	4 126,14	4 311,81	4 462,73	4 618,92	4 780,58	4 947,90	4 096,86	4 240,25	4 388,66
Затраты на обучение	тыс.тг	9 628,26	2 343,18	2 460,34	633,49	627,36	621,39	620,63	624,11	630,99	529,10	537,66
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	725 808,61	141 247,60	69 935,48	67 681,33	67 229,57	67 302,95	67 812,31	68 671,28	57 637,83	58 535,61	59 754,65
Налог на имущество	тыс.тг	50 835,44	9 494,55	8 070,37	6 859,81	5 830,84	4 956,21	4 212,78	3 580,86	3 043,74	2 587,17	2 199,10
Земельный налог	тыс.тг	9 744,76	813,29	853,95	892,38	923,61	955,94	989,40	1 024,02	1 059,86	1 096,96	1 135,35
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	206,29	18,46	19,39	20,26	20,97	21,70	22,46	23,25	19,25	19,92	20,62
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	13 449,08	1 122,44	1 178,57	1 231,60	1 274,71	1 319,32	1 365,50	1 413,29	1 462,76	1 513,95	1 566,94
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	676 926,96	67 639,91	110 998,85	160 066,78	123 099,39	88 327,86	35 349,70	29 415,22	24 392,44	20 437,96	17 198,85
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	311,94	16,91	140,99	114,76	9,37	7,68	6,32	5,18	4,27	3,53	2,92
Расходы на НИОКР	тыс.тг	6 174,48	0,00	1 349,75	633,49	627,36	621,39	620,63	624,11	630,99	529,10	537,66
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 483 457,56	220 353,17	192 547,34	237 500,41	199 015,82	163 513,06	110 379,09	104 757,22	88 251,14	84 724,22	82 416,10
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	568 666,43	65 904,25	81 554,27	97 293,16	85 957,60	66 861,90	48 113,12	39 775,02	32 974,65	27 405,29	22 827,17
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 393 560,30	114 043,66	195 762,68	278 332,03	241 566,47	171 627,40	107 043,54	88 492,69	77 948,20	64 782,89	53 960,74
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 155 891,88	81 661,57	158 526,46	239 477,09	207 843,98	147 668,35	92 100,35	73 564,42	62 390,84	50 099,65	42 559,16
Итого расходы по реализации	тыс.тг	3 118 118,61	261 609,48	435 843,41	615 102,28	535 368,04	386 157,66	247 257,01	201 832,13	173 313,70	142 287,83	119 347,07
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	2 177 226,65	195 903,42	206 895,71	216 206,01	223 773,22	233 520,94	241 694,18	250 153,47	203 515,16	206 899,86	198 664,67
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 273 775,48	114 011,28	119 711,84	125 098,88	129 477,34	134 009,04	138 699,36	143 553,84	118 862,58	123 022,77	127 328,56
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	163 622,80	12 602,24	14 429,47	15 078,79	15 606,55	18 068,44	18 700,83	19 355,36	16 026,24	16 587,16	17 167,71
Другие административные расходы	тыс.тг	739 828,38	69 289,90	72 754,40	76 028,34	78 689,34	81 443,46	84 293,98	87 244,27	68 626,35	67 289,94	54 168,40
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	244 565,72	37 105,75	52 625,00	37 245,23	29 508,72	23 548,55	18 889,89	15 231,33	12 346,43	9 941,84	8 122,97
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	226 921,29	31 140,30	46 361,28	36 469,74	28 817,82	22 863,08	18 203,79	14 540,14	11 646,57	9 352,16	7 526,43
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	17 644,43	5 965,45	6 263,73	775,49	690,90	685,48	686,10	691,19	699,87	589,69	596,54
Итого не производственные затраты	тыс.тг	5 539 910,98	494 618,65	695 364,12	868 553,51	788 649,99	643 227,15	507 841,08	467 216,93	389 175,29	359 129,54	326 134,71
Итого затраты	тыс.тг	7 023 368,54	714 971,81	887 911,47	1 106 053,93	987 665,81	806 740,22	618 220,17	571 974,15	477 426,43	443 853,76	408 550,81
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	11 407 236,34	1 695 548,13	1 717 243,98	1 961 168,72	1 655 744,85	1 242 316,32	881 656,73	728 855,92	604 238,33	502 178,82	418 284,55
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	7 023 368,54	714 971,81	887 911,47	1 106 053,93	987 665,81	806 740,22	618 220,17	571 974,15	477 426,43	443 853,76	408 550,81
Операционный доход	тыс.тг	4 383 867,80	980 576,32	829 332,51	855 114,80	668 079,04	435 576,10	263 436,56	156 881,77	126 811,90	58 325,07	9 733,74
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	613 064,89	134 230,92	113 388,72	89 196,34	70 481,57	55 917,67	44 522,17	35 561,73	28 484,74	22 873,16	18 407,86
Балансовая прибыль	тыс.тг	3 770 802,91	846 345,39	715 943,79	765 918,45	597 597,48	379 658,42	218 914,39	121 320,04	98 327,16	35 451,91	-8 674,13
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	549 572,33	102 643,78	87 247,22	74 160,13	63 036,11	53 580,70	45 543,59	38 712,05	32 905,24	27 969,46	23 774,04
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	3 834 295,47	877 932,53	742 085,29	780 954,66	605 042,93	381 995,40	217 892,97	118 169,72	93 906,66	30 355,61	-14 040,30
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	3 848 335,78	877 932,53	742 085,29	780 954,66	605 042,93	381 995,40	217 892,97	118 169,72	93 906,66	30 355,61	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	755 895,41	169 269,08	143 188,76	153 183,69	119 519,50	75 931,68	43 782,88	24 264,01	19 665,43	7 090,38	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	3 014 907,50	677 076,32	572 755,03	612 734,76	478 077,98	303 726,74	175 131,51	97 056,04	78 661,73	28 361,52	-8 674,13
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	337 066,37	153 804,79	77 398,24	61 658,51	34 486,00	9 718,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	2 677 841,13	523 271,53	495 356,80	551 076,26	443 591,99	294 007,89	175 131,51	97 056,04	78 661,73	28 361,52	-8 674,13

Таблица П.4.2.4 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	11 407 236,34	1 695 548,13	1717243,98	1961168,72	1655744,85	1242316,32	881656,73	728855,92	604238,33	502178,82	418284,55	349095,20
Итого приток средств	тыс.тг	11 407 236,34	1695548,13	1717243,98	1961168,72	1655744,85	1242316,32	881656,73	728855,92	604238,33	502178,82	418284,55	349095,20
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	7 023 368,54	714 971,81	887911,47	1106053,93	987665,81	806740,22	618220,17	571974,15	477426,43	443853,76	408550,81	398740,77
прямые затраты	тыс.тг	725 808,61	141247,60	69935,48	67681,33	67229,57	67302,95	67812,31	68671,28	57637,83	58535,61	59754,65	61160,81
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	757 648,95	79105,56	122611,86	169819,09	131786,26	96210,11	42566,78	36085,94	30613,31	26188,60	22661,45	19774,07
расходы периода	тыс.тг	5 539 910,98	494618,65	695364,12	868553,51	788649,99	643227,15	507841,08	467216,93	389175,29	359129,54	326134,71	317805,89
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	755 895,41	169269,08	143188,76	153183,69	119519,50	75931,68	43782,88	24264,01	19665,43	7090,38	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	337 066,37	153804,79	77398,24	61658,51	34486,00	9718,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	8 116 330,33	1038045,68	1108498,46	1320896,12	1141671,30	892390,75	662003,04	596238,15	497091,86	450944,14	408550,81	398740,77
Поток денежной наличности	тыс.тг	3 290 906,02	657 502,45	608 745,52	640 272,60	514 073,55	349 925,56	219 653,68	132 617,77	107 146,47	51234,68	9733,74	-49645,57
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	2 618 045,13	657502,45	549161,49	521066,94	377414,14	231757,01	131238,12	71480,49	52098,83	22473,90	3851,75	-17722,44
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 435 404,22	657502,45	529343,93	484138,07	338011,71	200071,08	109206,70	57334,32	40280,33	16748,71	2766,94	-12271,63
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 252 065,02	657502,45	507287,93	444633,75	297496,27	168752,68	88273,89	44413,42	29902,61	11915,55	1886,46	-8018,04
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	3 290 906,02	657502,45	1266247,97	1906520,57	2420594,12	2770519,68	2990173,36	3122791,13	3229937,60	3281172,28	3290906,02	3241260,44
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	2 618 045,13	657502,45	1206663,94	1727730,89	2105145,03	2336902,04	2468140,16	2539620,65	2591719,48	2614193,38	2618045,13	2600322,69
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 435 404,22	657502,45	1186846,38	1670984,45	2008996,15	2209067,23	2318273,93	2375608,25	2415888,58	2432637,29	2435404,22	2423132,59
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 252 065,02	657502,45	1164790,38	1609424,13	1906920,40	2075673,08	2163946,97	2208360,39	2238263,00	2250178,55	2252065,02	2244046,98

Таблица П.4.2.5 - Капитальные вложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	-	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	7 263	-	-	7 263	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	7 263	-	-	7 263	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	7 969	-	-	7 969	-	-	-	-	-

Таблица П.4.2.6 - Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НДС (с выручки)	тыс.тг	456 562,13	135 232,27	73 672,80	39 948,13	31 863,15	32 507,89	36 237,33	29 988,49	24 873,86	20 672,85	17 212,00	14 353,35
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	185 397,94	12 602,24	14 429,47	15 078,79	15 606,55	18 068,44	18 700,83	19 355,36	20 032,80	16 587,16	17 167,71	17 768,58
Налог на имущество	тыс.тг	53 211,30	9 494,55	8 070,37	6 910,61	5 924,82	5 036,10	4 280,69	3 638,58	3 092,80	2 628,88	2 234,54	1 899,36
Прочие налоги	тыс.тг	26 223,16	1 954,19	2 051,90	2 144,24	2 219,29	2 296,96	2 377,36	2 460,56	2 546,68	2 630,84	2 722,92	2 818,22
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 680 180,44	114 043,66	195 762,68	308 187,17	298 922,24	212 880,17	132 997,24	110 067,10	97 003,15	80 622,61	67 127,76	62 566,67
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 389 478,45	81 661,57	158 526,46	265 164,48	257 192,94	183 162,27	114 430,93	91 499,34	77 642,69	62 349,25	52 944,06	44 904,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	789 447,75	66 878,09	110 486,95	176 875,06	151 942,24	109 115,74	43 569,30	36 245,96	30 263,14	25 158,80	21 118,94	17 793,53
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	337,93	16,91	140,99	127,70	11,71	9,62	7,93	6,52	5,38	4,44	3,68	3,05
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	952 939,20	172 631,60	147 317,37	178 923,76	164 496,97	110 950,69	71 285,93	47 280,91	25 871,24	22 811,05	11 369,68	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	429 901,47	151 529,17	79 009,19	82 310,97	70 808,85	31 939,87	13 293,05	1 010,36	0,00	0,00	0,00	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	5 050 555,52	475 579,71	642 122,58	995 774,67	935 262,46	640 951,98	364 705,92	281 576,20	231 584,01	192 120,18	157 477,29	133 400,52
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	278 575,31	33 173,01	27 071,27	31 372,28	30 675,00	28 134,00	25 715,05	24 899,26	23 825,14	19 405,30	17 245,32	17 059,70
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-177 986,81	-102 059,26	-46 601,53	-8 575,85	-1 188,16	-4 373,90	-10 522,29	-5 089,23	-1 048,72	-1 267,55	33,32	2 706,35
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	5 507 117,65	610 811,98	715 795,38	1 035 722,80	967 125,61	673 459,87	400 943,25	311 564,69	256 457,87	212 793,02	174 689,29	147 753,87

Таблица П.4.2.7 - Производственный доход по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нефть	тыс.тонн	77,976	14,79	12,49	10,88	9,61	7,64	6,09	4,87	3,91	3,14	2,52	2,03
Товарный газ	млн. м3	4,653	0,88	0,74	0,65	0,58	0,46	0,37	0,29	0,23	0,19	0,15	0,12
СУГ	тыс. тонн	0,444	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	33,788	1,77	3,75	6,64	6,44	4,58	2,86	2,29	1,84	1,47	1,19	0,96
на внутренний рынок	тыс. тонн	44,189	13,01	8,74	4,24	3,17	3,06	3,23	2,58	2,07	1,66	1,34	1,08
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	4,653	0,88	0,74	0,65	0,58	0,46	0,37	0,29	0,23	0,19	0,15	0,12
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,444	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг/тонн		320 414,61	294 397,28	277 012,30	277 012,30	277 012,30	277 012,30	286 707,73	296 742,50	307 128,49	317 877,99	329 003,72
на внутренний рынок	тг/тонн		86 335,27	69 885,71	77 846,15	83 000,00	88 000,00	93 000,00	96 255,00	99 623,93	103 110,76	106 719,64	110 454,83
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн		33 600,00	33 600,00	34 944,00	36 341,76	37 795,43	39 307,25	40 683,00	42 106,91	43 580,65	45 105,97	46 684,68
Производственный доход от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг тыс	9 702 733,24	568 612,54	1 103 304,01	1 838 643,90	1 783 369,38	1 270 042,58	793 461,18	656 660,04	544 678,16	452 700,51	376 926,14	314 334,81
на внутренний рынок	тг тыс	3 785 462,68	1 123 553,56	611 120,13	330 347,10	263 184,00	268 974,21	300 391,47	248 600,78	206 206,27	171 385,03	142 698,09	119 002,03
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг тыс	2 798,80	528,99	443,91	391,44	347,53	276,20	220,07	174,03	140,64	112,73	90,50	72,76
СУГ													
на внутренний рынок	тг тыс	16 422,90	2 853,04	2 375,92	2 162,54	1 994,75	1 648,71	1 366,23	1 129,27	935,27	775,94	644,75	536,47
Итоговый производственный доход	тг тыс	13 507 417,63	1 695 548,13	1 717 243,98	2 171 544,99	2 048 895,66	1 540 941,70	1 095 438,95	906 564,12	751 960,33	624 974,23	520 359,49	433 946,06

Таблица П.4.2.8- Расчет операционных затрат, чистой прибыли по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	101 270,63	16 801,38	14 880,84	13 581,22	12 427,66	10 227,49	8 440,71	6 968,48	5 790,67	4 810,94	4 003,88	3 337,35
Затраты на химреагенты	тыс.тг	38 517,91	3 330,53	3 360,52	3 411,63	3 449,22	3 438,99	3 452,78	3 486,55	3 537,17	3 602,21	3 679,81	3 768,51
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	244,32	19,41	20,38	21,30	22,04	22,81	23,61	24,44	25,29	20,94	21,67	22,43
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	65 821,33	5 228,52	5 489,95	5 737,00	5 937,79	6 145,61	6 360,71	6 583,34	6 813,75	5 641,79	5 839,25	6 043,62
Проекты отвода земель	тыс.тг	297,43	23,63	24,81	25,92	26,83	27,77	28,74	29,75	30,79	25,49	26,39	27,31
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	524 348,29	107 824,80	37 738,68	39 436,92	40 817,21	42 245,82	43 724,42	45 254,77	46 838,69	38 782,44	40 139,82	41 544,72
Содержание автодорог	тыс.тг	14 078,47	1 118,32	1 174,24	1 227,08	1 270,03	1 314,48	1 360,49	1 408,10	1 457,39	1 206,72	1 248,95	1 292,67
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	7 908,05	628,18	659,59	689,27	713,39	738,36	764,20	790,95	818,63	677,83	701,55	726,11
Расходы по страхованию	тыс.тг	49 470,00	3 929,65	4 126,14	4 311,81	4 462,73	4 618,92	4 780,58	4 947,90	5 121,08	4 240,25	4 388,66	4 542,27
Затраты на обучение	тыс.тг	10 490,70	2 343,18	2 460,34	633,49	720,99	646,64	641,61	641,56	645,46	653,12	547,68	556,61
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	812 447,15	141 247,60	69 935,48	69 075,64	69 847,89	69 426,89	69 577,86	70 135,84	71 078,92	59 661,73	60 597,68	61 861,59
Налог на имущество	тыс.тг	53 211,30	9 494,55	8 070,37	6 910,61	5 924,82	5 036,10	4 280,69	3 638,58	3 092,80	2 628,88	2 234,54	1 899,36
Земельный налог	тыс.тг	10 919,85	813,29	853,95	892,38	923,61	955,94	989,40	1 024,02	1 059,86	1 096,96	1 135,35	1 175,09
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	232,45	18,46	19,39	20,26	20,97	21,70	22,46	23,25	24,06	19,92	20,62	21,34
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	15 070,86	1 122,44	1 178,57	1 231,60	1 274,71	1 319,32	1 365,50	1 413,29	1 462,76	1 513,95	1 566,94	1 621,78
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	789 447,75	66 878,09	110 486,95	176 875,06	151 942,24	109 115,74	43 569,30	36 245,96	30 263,14	25 158,80	21 118,94	17 793,53
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	337,93	16,91	140,99	127,70	11,71	9,62	7,93	6,52	5,38	4,44	3,68	3,05
Расходы на НИОКР	тыс.тг	7 036,93	0,00	1 349,75	633,49	720,99	646,64	641,61	641,56	645,46	653,12	547,68	556,61
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 688 704,22	219 591,35	192 035,45	255 766,75	230 666,95	186 531,96	120 454,76	113 129,02	107 632,38	90 737,81	87 225,44	84 932,36
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	680 958,68	65 904,25	81 554,27	107 729,26	106 366,74	82 932,98	59 778,59	49 472,13	41 035,52	34 106,01	28 397,25	23 681,68
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 680 180,44	114 043,66	195 762,68	308 187,17	298 922,24	212 880,17	132 997,24	110 067,10	97 003,15	80 622,61	67 127,76	62 566,67
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 389 478,45	81 661,57	158 526,46	265 164,48	257 192,94	183 162,27	114 430,93	91 499,34	77 642,69	62 349,25	52 944,06	44 904,47
Итого расходы по реализации	тыс.тг	3 750 617,57	261 609,48	435 843,41	681 080,91	662 481,92	478 975,42	307 206,75	251 038,56	215 681,36	177 077,88	148 469,07	131 152,81
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг	2 433 723,38	195 903,42	206 895,71	216 206,01	223 773,22	233 520,94	241 694,18	250 153,47	254 393,95	206 899,86	198 664,67	205 617,94
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 435 276,19	114 011,28	119 711,84	125 098,88	129 477,34	134 009,04	138 699,36	143 553,84	148 578,22	123 022,77	127 328,56	131 785,06
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	185 397,94	12 602,24	14 429,47	15 078,79	15 606,55	18 068,44	18 700,83	19 355,36	20 032,80	16 587,16	17 167,71	17 768,58
Другие административные расходы	тыс.тг	813 049,26	69 289,90	72 754,40	76 028,34	78 689,34	81 443,46	84 293,98	87 244,27	85 782,93	67 289,94	54 168,40	56 064,29
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	250 985,64	37 105,75	46 052,42	35 432,27	31 389,16	25 051,68	20 118,89	16 230,39	13 153,76	10 713,18	8 645,98	7 092,16
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	232 398,55	31 140,30	39 788,69	34 656,79	30 604,62	24 338,15	19 411,02	15 521,11	12 438,90	9 988,78	8 035,58	6 474,61
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	18 587,09	5 965,45	6 263,73	775,49	784,54	713,53	707,87	709,27	714,87	724,39	610,39	617,56
Итого не производственные затраты	тыс.тг	6 435 326,60	494 618,65	688 791,54	932 719,20	917 644,30	737 548,05	569 019,82	517 422,42	483 229,08	394 690,92	355 779,72	343 862,91
Итого затраты	тыс.тг	8 124 030,81	714 210,00	880 826,98	1 188 485,95	1 148 311,25	924 080,01	689 474,57	630 551,44	590 861,46	485 428,72	443 005,16	428 795,27
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг	13 507 417,63	1 695 548,13	1 717 243,98	2 171 544,99	2 048 895,66	1 540 941,70	1 095 438,95	906 564,12	751 960,33	624 974,23	520 359,49	433 946,06
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	8 124 030,81	714 210,00	880 826,98	1 188 485,95	1 148 311,25	924 080,01	689 474,57	630 551,44	590 861,46	485 428,72	443 005,16	428 795,27
Операционный доход	тыс.тг	5 383 386,82	981 338,13	836 416,99	983 059,04	900 584,41	616 861,69	405 964,38	276 012,67	161 098,87	139 545,50	77 354,33	5 150,79
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	630 062,50	118 180,13	99 830,15	88 440,23	78 099,56	62 108,23	49 534,74	39 608,14	31 742,67	25 490,25	20 505,91	16 522,47
Балансовая прибыль	тыс.тг	4 753 324,32	863 158,00	736 586,84	894 618,81	822 484,85	554 753,47	356 429,63	236 404,53	129 356,20	114 055,25	56 848,42	-11 371,68
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	575 903,45	102 643,78	87 247,22	75 355,47	64 052,15	54 444,33	46 277,68	39 336,03	33 435,62	28 420,28	24 157,24	20 533,65
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	4 807 483,36	878 694,35	749 169,78	907 703,57	836 532,26	562 417,36	359 686,70	236 676,65	127 663,25	111 125,22	53 197,09	-15 382,86
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	4 822 866,22	878 694,35	749 169,78	907 703,57	836 532,26	562 417,36	359 686,70	236 676,65	127 663,25	111 125,22	53 197,09	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	952 939,20	172 631,60	147 317,37	178 923,76	164 496,97	110 950,69	71 285,93	47 280,91	25 871,24	22 811,05	11 369,68	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	3 800 385,12	690 526,40	589 269,47	715 695,05	657 987,88	443 802,77	285 143,71	189 123,63	103 484,96	91 244,20	45 478,74	-11 371,68
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	429 901,47	151 529,17	79 009,19	82 310,97	70 808,85	31 939,87	13 293,05	1 010,36	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	3 370 483,64	538 997,23	510 260,28	633 384,08	587 179,03	411 862,90	271 850,65	188 113,26	103 484,96	91 244,20	45 478,74	-11 371,68

Таблица П.4.2.9 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО СП «Казгермунай», 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	13 507 417,63	1 695 548,13	1717243,98	2171544,99	2048895,66	1540941,70	1095438,95	906564,12	751960,33	624974,23	520359,49	433946,06	362400,16
Итого приток средств	тыс.тг	13 507 417,63	1695548,13	1717243,98	2171544,99	2048895,66	1540941,70	1095438,95	906564,12	751960,33	624974,23	520359,49	433946,06	362400,16
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	8 124 030,81	714 210,00	880826,98	1188485,95	1148311,25	924080,01	689474,57	630551,44	590861,46	485428,72	443005,16	428795,27	410398,01
прямые затраты	тыс.тг	812 447,15	141247,60	69935,48	69075,64	69847,89	69426,89	69577,86	70135,84	71078,92	59661,73	60597,68	61861,59	63316,50
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	876 257,07	78343,74	122099,96	186691,11	160819,05	117105,07	50876,89	42993,18	36553,46	31076,08	26627,76	23070,77	20150,15
расходы периода	тыс.тг	6 435 326,60	494618,65	688791,54	932719,20	917644,30	737548,05	569019,82	517422,42	483229,08	394690,92	355779,72	343862,91	326931,36
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	7 968,93	0,00	0,00	7968,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	952 939,20	172631,60	147317,37	178923,76	164496,97	110950,69	71285,93	47280,91	25871,24	22811,05	11369,68	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	429 901,47	151529,17	79009,19	82310,97	70808,85	31939,87	13293,05	1010,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	9 514 840,42	1038370,77	1107153,54	1457689,61	1383617,07	1066970,57	774053,55	678842,72	616732,70	508239,77	454374,84	428795,27	410398,01
Поток денежной наличности	тыс.тг	3 992 577,21	657 177,36	610 090,44	713 855,38	665 278,59	473 971,13	321 385,40	227 721,40	135 227,63	116734,45	65984,65	5150,79	-47997,85
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	3 050 507,76	657177,36	550374,77	580950,11	488423,39	313912,85	192020,52	122741,00	65753,00	51205,13	26110,89	1838,73	-15457,14
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 803 157,53	657177,36	530513,42	539777,22	437431,47	270994,53	159785,34	98450,25	50837,07	38160,70	18756,96	1273,20	-10316,81
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 558 821,60	657177,36	508408,70	495732,90	384999,18	228574,04	129157,58	76263,44	37739,55	27148,70	12788,27	831,88	-6459,93
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	3 992 577,21	657177,36	1267267,80	1981123,18	2646401,77	3120372,89	3441758,29	3669479,69	3804707,32	3921441,77	3987426,42	3992577,21	3944579,36
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	3 050 507,76	657177,36	1207552,14	1788502,25	2276925,64	2590838,49	2782859,02	2905600,02	2971353,02	3022558,15	3048669,03	3050507,76	3035050,62
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 803 157,53	657177,36	1187690,79	1727468,01	2164899,48	2435894,01	2595679,35	2694129,60	2744966,67	2783127,37	2801884,33	2803157,53	2792840,71
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 558 821,60	657177,36	1165586,06	1661318,96	2046318,15	2274892,18	2404049,77	2480313,20	2518052,75	2545201,46	2557989,72	2558821,60	2552361,67

Таблица П.4.2.10- Бюджетная эффективность по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)	тыс.тг	172 018,59	28 329,28	26 735,31	23 795,49	19 536,76	16 938,57	14 701,21	12 772,67	11 108,68	9 671,54	8 429,09
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	18 337,71	1 391,35	1 538,86	1 600,41	1 806,44	1 878,70	1 925,67	1 973,81	2 023,16	2 073,74	2 125,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	28 419,66	2 059,27	2 335,39	2 428,81	2 825,53	2 938,55	3 012,01	3 087,31	3 164,49	3 243,61	3 324,70
Налог на имущество	тыс.тг	21 445,01	4 038,18	3 420,83	2 899,14	2 457,98	2 084,69	1 768,66	1 500,96	1 274,10	1 081,79	918,69
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 333 770,38	195 925,33	184 988,82	188 168,49	154 491,52	133 945,74	123 519,14	107 315,61	93 334,81	81 259,96	70 820,95
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 153 925,51	184 140,35	177 076,14	164 743,72	131 960,14	111 620,29	100 814,83	85 453,37	77 039,78	65 437,11	55 639,78
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	431 574,46	70 856,78	66 920,04	59 587,84	48 978,29	42 507,02	36 933,09	32 130,81	27 989,49	24 400,42	21 270,68
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 086 988,71	193 155,78	186 433,33	157 106,35	125 645,44	106 501,74	87 410,91	73 507,59	60 448,06	52 304,51	44 475,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 093 879,26	232 511,60	229 208,07	173 483,92	129 258,76	103 337,72	72 300,30	55 847,73	38 706,31	32 953,62	26 271,21
Общие поступления Государству	тыс.тг	4 996 322,10	855 749,35	825 186,16	726 223,18	577 887,35	487 875,89	412 983,40	348 044,52	292 871,53	253 083,22	216 417,51
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	92 723,89	12 113,03	11 496,60	10 974,08	10 074,59	9 612,57	9 108,46	8 692,77	8 354,18	6 668,60	5 629,00
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-79 294,71	-16 216,25	-15 238,71	-12 821,41	-9 462,16	-7 326,00	-5 592,75	-4 079,90	-2 754,50	-3 002,94	-2 800,09
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	5 168 340,70	884 078,63	851 921,47	750 018,67	597 424,10	504 814,45	427 684,61	360 817,19	303 980,21	262 754,76	224 846,60

Таблица П.4.2.11 - Производственный доход по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 1 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	50,150	8,80	8,28	7,19	5,76	4,87	4,12	3,50	2,97	2,52	2,14
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	32,598	5,72	5,38	4,67	3,74	3,17	2,68	2,27	1,93	1,64	1,39
на внутренний рынок	тыс. тонн	17,553	3,08	2,90	2,52	2,02	1,71	1,44	1,22	1,04	0,88	0,75
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	244 720,000	244 720,00	250 838,00	257 108,95	263 536,67	270 125,09	276 878,22	283 800,17	290 895,18	298 167,56	305 621,75
на внутренний рынок	тг/тонн	76 666,667	76 666,67	76 875,00	78 796,88	80 766,80	82 785,97	84 855,62	86 977,01	89 151,43	91 380,22	93 664,72
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	8 655 457,523	1 399 466,64	1 350 073,70	1 201 619,42	986 562,72	855 360,02	742 378,49	644 991,49	560 963,71	488 391,09	425 650,23
на внутренний рынок	тг тыс	1 433 488,291	236 077,37	222 794,24	198 295,76	162 806,29	141 154,73	122 510,09	106 438,92	92 572,34	80 596,14	70 242,40
Итоговый производственный доход	тг тыс	10 088 945,815	1 635 544,01	1 572 867,95	1 399 915,18	1 149 369,01	996 514,75	864 888,58	751 430,41	653 536,06	568 987,23	495 892,64

Таблица П.4.2.12- Расчет операционных затрат по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», чистой прибыли, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	2 374	289	284	261	249	240	229	219	209	200	192
Затраты на химреагенты	тыс.тг	9 941	1 550	1 517	1 370	1 141	1 004	871	757	658	573	500
Затраты на текущий ремонт 1 скважины	тыс.тг	9 584	818	850	885	920	957	981	1 005	1 030	1 056	1 082
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	236	20	21	22	23	24	24	25	25	26	27
Транспортные расходы	тыс.тг	2 156	184	191	199	207	215	221	226	232	238	244
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	38 887	3 556	3 699	3 846	4 000	4 160	4 264	4 371	4 480	3 215	3 295
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	9 983	852	886	921	958	997	1 021	1 047	1 073	1 100	1 128
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	3 020	258	268	279	290	301	309	317	325	333	341
Проекты отвода земель	тыс.тг	831	71	74	77	80	83	85	87	89	92	94
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	4 772	407	423	440	458	476	488	500	513	526	539

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание автодорог	тыс.тг	13 106	1 118	1 163	1 210	1 258	1 308	1 341	1 375	1 409	1 444	1 480
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	65 004	5 879	6 114	6 359	6 613	6 877	7 049	7 226	7 406	7 591	3 891
Затраты на топливо	тыс.тг	15 344	2 392	2 341	2 114	1 761	1 549	1 345	1 168	1 016	885	771
Расходы по страхованию	тыс.тг	189	16	17	17	18	19	19	20	20	21	21
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	9 375	800	832	865	900	936	959	983	1 008	1 033	1 059
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	103 504	8 832	9 185	9 553	9 935	10 332	10 590	10 855	11 127	11 405	11 690
Затраты на обучение	тыс.тг	2 774	156	270	278	284	288	295	298	302	306	297
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	291 079	27 198	28 136	28 696	29 095	29 767	30 093	30 479	30 923	30 043	26 650
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	18 338	1 391	1 539	1 600	1 806	1 879	1 926	1 974	2 023	2 074	2 126
Налог на имущество	тыс.тг	21 445	4 038	3 421	2 899	2 458	2 085	1 769	1 501	1 274	1 082	919
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	431 574	70 857	66 920	59 588	48 978	42 507	36 933	32 131	27 989	24 400	21 271
Расходы на НИОКР	тыс.тг	2 798	180	270	278	284	288	295	298	302	306	297
Итого производственных затрат	тыс.тг	765 234,28	103 664,73	100 286,16	93 062,37	82 621,55	76 525,63	71 014,59	66 381,87	62 511,22	57 904,48	51 261,67
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	370 033,61	62 255,63	55 638,38	50 245,06	41 856,28	36 820,90	31 957,35	27 765,11	24 147,94	21 023,89	18 323,07
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 333 770,38	195 925,33	184 988,82	188 168,49	154 491,52	133 945,74	123 519,14	107 315,61	93 334,81	81 259,96	70 820,95
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 153 925,51	184 140,35	177 076,14	164 743,72	131 960,14	111 620,29	100 814,83	85 453,37	77 039,78	65 437,11	55 639,78
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 857 729,50	442 321,30	417 703,34	403 157,27	328 307,94	282 386,93	256 291,33	220 534,08	194 522,54	167 720,97	144 783,81
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	459 041,00	40 829,15	42 656,07	44 362,31	46 436,37	48 293,83	49 501,17	50 738,70	52 007,17	42 904,66	41 311,58
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	218 328,93	18 630,00	19 375,20	20 150,21	20 956,22	21 794,46	22 339,33	22 897,81	23 470,26	24 057,01	24 658,44
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	28 419,66	2 059,27	2 335,39	2 428,81	2 825,53	2 938,55	3 012,01	3 087,31	3 164,49	3 243,61	3 324,70
Другие административные расходы	тыс.тг	212 292,42	20 139,88	20 945,48	21 783,30	22 654,63	23 560,81	24 149,83	24 753,58	25 372,42	15 604,04	13 328,45
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	281 515,79	31 197,29	31 813,62	32 120,96	30 447,37	28 700,00	27 302,41	26 179,60	25 273,57	24 539,30	23 941,69
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	71 515,79	10 197,29	10 813,62	11 120,96	9 447,37	7 700,00	6 302,41	5 179,60	4 273,57	3 539,30	2 941,69
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	210 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00	21 000,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг	3 598 286,30	514 347,74	492 173,03	479 640,54	405 191,68	359 380,75	333 094,91	297 452,38	271 803,28	235 164,92	210 037,07
Итого затраты	тыс.тг	4 363 520,58	618 012,47	592 459,19	572 702,91	487 813,23	435 906,38	404 109,50	363 834,25	334 314,50	293 069,41	261 298,74
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	10 088 945,81	1 635 544,01	1 572 867,95	1 399 915,18	1 149 369,01	996 514,75	864 888,58	751 430,41	653 536,06	568 987,23	495 892,64
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	4 363 520,58	618 012,47	592 459,19	572 702,91	487 813,23	435 906,38	404 109,50	363 834,25	334 314,50	293 069,41	261 298,74
Операционный доход	тыс.тг	5 725 425,23	1 017 531,54	980 408,75	827 212,27	661 555,78	560 608,37	460 779,08	387 596,16	319 221,56	275 917,82	234 593,89
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	290 481,66	51 752,63	48 242,12	41 680,52	33 328,57	28 099,68	23 724,54	20 058,18	16 981,26	14 395,28	12 218,88
Балансовая прибыль	тыс.тг	5 434 943,57	965 778,91	932 166,63	785 531,75	628 227,21	532 508,70	437 054,54	367 537,97	302 240,30	261 522,54	222 375,01
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	235 265,87	44 620,10	37 693,42	31 865,24	26 955,78	22 816,03	19 322,12	16 370,88	13 876,18	11 766,03	9 980,09
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	5 434 943,57	965 778,91	932 166,63	785 531,75	628 227,21	532 508,70	437 054,54	367 537,97	302 240,30	261 522,54	222 375,01
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	5 434 943,57	965 778,91	932 166,63	785 531,75	628 227,21	532 508,70	437 054,54	367 537,97	302 240,30	261 522,54	222 375,01
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 086 988,71	193 155,78	186 433,33	157 106,35	125 645,44	106 501,74	87 410,91	73 507,59	60 448,06	52 304,51	44 475,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	4 347 954,86	772 623,13	745 733,31	628 425,40	502 581,77	426 006,96	349 643,63	294 030,38	241 792,24	209 218,03	177 900,01
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 093 879,26	232 511,60	229 208,07	173 483,92	129 258,76	103 337,72	72 300,30	55 847,73	38 706,31	32 953,62	26 271,21
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	3 254 075,60	540 111,53	516 525,24	454 941,48	373 323,01	322 669,24	277 343,33	238 182,64	203 085,93	176 264,41	151 628,79

Таблица П.4.2.13 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	10 088 945,81	1 635 544,01	1572867,95	1399915,18	1149369,01	996514,75	864888,58	751430,41	653536,06	568987,23	495892,64
Итого приток средств	тыс.тг	10 088 945,81	1635544,01	1572867,95	1399915,18	1149369,01	996514,75	864888,58	751430,41	653536,06	568987,23	495892,64
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	4 363 520,58	618 012,47	592459,19	572702,91	487813,23	435906,38	404109,50	363834,25	334314,50	293069,41	261298,74
прямые затраты	тыс.тг	291 079,08	27198,25	28136,18	28696,50	29094,83	29767,29	30092,57	30478,51	30922,85	30042,53	26649,56
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	474 155,20	76466,48	72149,98	64365,87	53526,72	46758,35	40922,02	35903,36	31588,36	27861,95	24612,11
расходы периода	тыс.тг	3 598 286,30	514347,74	492173,03	479640,54	405191,68	359380,75	333094,91	297452,38	271803,28	235164,92	210037,07
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 086 988,71	193155,78	186433,33	157106,35	125645,44	106501,74	87410,91	73507,59	60448,06	52304,51	44475,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 093 879,26	232511,60	229208,07	173483,92	129258,76	103337,72	72300,30	55847,73	38706,31	32953,62	26271,21
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	6 544 388,55	1043679,85	1008100,59	903293,18	742717,43	645745,84	563820,71	493189,58	433468,87	378327,54	332044,96
Поток денежной наличности	тыс.тг	3 544 557,26	591 864,16	564 767,36	496 622,00	406 651,58	350 768,92	301 067,86	258 240,83	220 067,19	190659,69	163847,68
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	2 664 894,18	591864,16	513424,87	410431,40	305523,35	239579,89	186939,46	145770,22	112929,27	88944,15	69487,41
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 379 379,78	591864,16	491102,05	375517,58	267380,02	200553,27	149683,94	111644,64	82731,41	62326,99	46575,74
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 156 859,78	591864,16	470639,47	344876,39	235330,78	169159,39	120992,42	86484,33	61416,71	44341,35	31754,78
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	3 544 557,26	591864,16	1156631,52	1653253,52	2059905,10	2410674,01	2711741,88	2969982,71	3190049,90	3380709,59	3544557,26
при ставке дисконта в 10%	тыс.тг	2 664 894,18	591864,16	1105289,03	1515720,44	1821243,79	2060823,68	2247763,13	2393533,35	2506462,61	2595406,77	2664894,18
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 379 379,78	591864,16	1082966,21	1458483,79	1725863,81	1926417,07	2076101,01	2187745,65	2270477,05	2332804,05	2379379,78
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	2 156 859,78	591864,16	1062503,63	1407380,01	1642710,79	1811870,18	1932862,60	2019346,94	2080763,65	2125105,00	2156859,78