

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»**

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Казахтуркмунай»
_____ Хамзин А.Н.
« ____ » _____ 2026г.

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
САЗТОБЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЕ И
САЗТОБЕ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЕ**
(№1060749/2024/1 от 31.12.2024г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

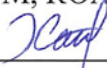
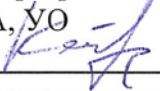
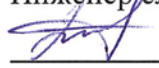
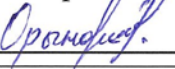
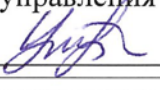
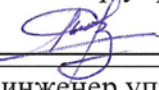
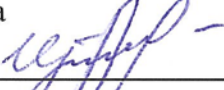
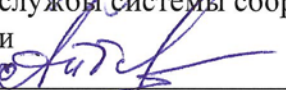
А.С. МАРДАНОВ

И.о. первого заместителя директора
филиала по геологии и разработке:

А.А. БАШЕВ

г. Атырау, 2026г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО  Хажитов В.З.	Общее руководство
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО  Куаныш О.К.	(главы 1, 3, 5, 6, 8, 9; разделы 4.1, 4.2, 4.5, 7.1, 10.1)
Ответственный исполнитель по геологии, Инженер службы геологического моделирования  Тұрсынғалиев А.Б.	(глава 2, разделы 4.7, 10.3)
Инженер геофизики и петрофизики  Орынов Е.Ж.	(раздел 4.2,4.6)
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики  Утепова Ш.Д.	(раздел 4.2,4.6)
Старший инженер управления геологии и геологоразведки  Ермеков Э.В.	(раздел 4.5)
Ведущий инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа  Изтелеуов А.Б.	(разделы 7.2, 7.5)
Инженер службы системы сбора, транспорта и подготовки продукции  Сейсенбаев А.Д.	(разделы 7.3,7.6)
Инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин  Рыспаев А.А.	(раздел 7.4)
Ведущий инженер службы бюджетирования и экономического анализа  Матжанова М.Д.	(глава 11)

Ответственный за Документ-контроль:  Хажитов В.З.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Оглавление	Стр.
	РЕФЕРАТ	15
	ВВЕДЕНИЕ	16
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	20
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	22
2.1	Характеристика геологического строения	22
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	50
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	60
2.3.1	<i>Свойства нефти в поверхностных условиях</i>	60
2.3.2	<i>Свойства нефти в пластовых условиях</i>	61
2.3.3	<i>Состав и свойства растворенного газа</i>	61
2.3.4	<i>Физические свойства и химический состав подземных вод</i>	65
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	67
2.5	Запасы нефти и газа	71
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	81
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	81
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	101
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	106
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	115
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	118
3.4.1	<i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	118
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	120
3.4.3	<i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	122
3.4.4	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	122
3.4.5	<i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	124
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	126
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	131
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	131
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	139
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	146
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	146

№№ п/п	Оглавление	Стр.
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	148
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	148
6.1.1	<i>Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин</i>	150
6.1.2	<i>Условия фонтанирования скважин</i>	150
6.1.3	<i>Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин</i>	153
6.1.4	<i>Обоснование и выбор оборудования технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин</i>	157
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	161
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	168
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	184
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	189
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	190
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	190
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	196
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	198
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭУСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	207
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	226
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	236
12	РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	237
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	241
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	245

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.1	Характеристика продуктивных горизонтов	49
2.	2.1.2	Абсолютные отметки межфлюидных контактов	49
3.	2.2.1	Характеристика отбора керна	51
4.	2.2.2	Характеристика толщин продуктивных горизонтов	53
5.	2.2.3	Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)	54
6.	2.2.4	Сравнение характеристики коллекторских свойств и газонефтенасыщенности горизонта	54
7.	2.2.5	Статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов	59
8.	2.3.1	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	63
9.	2.3.2	Свойства пластовой нефти	63
10.	2.3.3	Компонентный состав газа, выделившегося при однократном разгазировании пластовой нефти, % мол.	64
11.	2.3.4	Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта	66
12.	2.4.1	Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны	67
13.	2.4.2	Характеристика вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов	70
14.	2.5.1	Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное	72
15.	2.5.2	Сводная таблица подсчетных параметров, подсчета запасов свободного газа и конденсата месторождения Сазтобе Северо-Восточное	75
16.	3.1.1	Результаты гидродинамических исследований скважин	78
17.	3.2.1	Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г	82
18.	3.2.2	Распределение действующего фонда скважин по дебиту нефти	82
19.	3.2.3	Распределение фонда скважин по обводненности на 01.01.2026г	82
20.	3.2.4	Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное	94
21.	3.2.5	Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное	95
22.	3.2.6	Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное I объекта	96
23.	3.2.7	Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное II объекта	97
24.	3.2.8	Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин Сазтобе Юго – Восточное	98
25.	3.2.9	Динамика обводненного фонда скважин объекта разработки Сазтобе Юго-Восточное	99
26.	3.2.10	Распределение фонда скважин по обводненности объекта разработки Сазтобе Юго-Восточное	100

27.	3.2.11	Распределение обводненного фонда скважин месторождения Сазтобе Юго-Восточное по годам	100
28.	3.2.12	Динамика темпов выработки запасов нефти по годам	102
29.	3.2.13	Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти по годам	102
30.	3.2.14	Состояние выработанности запасов нефти на 01.01.2026г	102
31.	3.2.15	Основные показатели выработки запасов нефти по Сазтобе Юго-Восточное	103
32.	3.2.16	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное	111
33.	3.2.17	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное	112
34.	3.2.18	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное I-объект	113
35.	3.2.19	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное II-объект	114
36.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	119
37.	3.4.2	Адресная программа геолого-технических мероприятий согласно 1 варианту (рекомендуемому)	121
38.	3.4.3	Адресная программа геолого-технических мероприятий согласно 2 варианту	121
39.	3.4.4	Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения проектных скважин	123
40.	3.5.1	Маркетинговые показатели	127
41.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат	128
42.	3.5.3	Ставки налога на добычу	129
43.	3.5.4	Ставки рентного налога на экспорт	129
44.	3.5.5	Шкала экспортной таможенной пошлины	130
45.	3.5.6	Ставки налога на сверхприбыль	130
46.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 1 (рекомендуемый)	132
47.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 1 (рекомендуемый)	132
48.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (рекомендуемый)	133
49.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (рекомендуемый)	133
50.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (рекомендуемый)	134
51.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (рекомендуемый)	134
52.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (рекомендуемый)	135

53.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (рекомендуемый)	135
54.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по месторождениям Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (рекомендуемый)	136
55.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождениям Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (рекомендуемый)	136
56.	4.1.11	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождений	137
57.	4.1.12	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимые к контрактным обязательствам	138
58.	4.2.1	Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)	141
59.	4.2.2	Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 1)	141
60.	4.2.3	Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)	142
61.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 1)	142
62.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 1)	144
63.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки	147
64.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	149
65.	6.2.1	Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	167
66.	6.3.1	Техническая характеристика технологических трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин по м/р «Сазтобе С.В.» и «Сазтобе Ю.В.»	172
67.	6.3.2	Информация по бурению скважин	176
68.	6.3.3	Техническая характеристика технологических трубопроводов и коллектора проектных добывающих скважин и АГЗУ №3 по м/р «Сазтобе С.В.» и «Сазтобе Ю.В.»	180
69.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа. Варианта 1 (рекомендуемый)	188
70.	6.4.2	Баланс добычи и распределения нефтяного газа. Вариант 2	188
71.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция проектных скважин СЮВ №№54, 55, 57, 58, 59, 63, 64	191
72.	7.1.2	Рекомендуемая конструкция проектных скважин ССВ №№51, 52, 53, 61, 62, 65	192
73.	7.1.3	Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№54, 55, 57, 58, 59, 63, 64 с проектной глубиной 3550м.	193
74.	7.1.4	Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№51, 52, 53, 61, 62, 65 с проектной глубиной 3350м.	193
75.	7.1.5	Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3550м.	194
76.	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению Сазтобе Юго-Восточное. 1 вариант	199

		(рекомендуемый)	
77.	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению Сазтобе Северо-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)	201
78.	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ I объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)	203
79.	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ II объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)	205
80.	9.1.1	Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	215
81.	10.1.1	Общая климатическая характеристика	226
82.	10.1.2	Повторяемость направлений ветра и штилей и роза ветров	226
83.	10.1.3	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2020г	227
84.	10.1.4	Размер СЗЗ	229
85.	12.1	Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)	237
86.	12.2	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	238
87.	12.3	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения Сазтобе Юго-Восточное	238
88.	12.4	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения Сазтобе Северо-Восточное	238
89.	12.5	Расчет отчислений в ликвидационный фонд по месторождению Сазтобе Юго-Восточное	239
90.	12.6	Расчет отчислений в ликвидационный фонд по месторождению Сазтобе Северо-Восточное	239

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	21
2.	2.1.1	Тектоническая схема южной части Прикаспийской впадины	31
3.	2.1.2	Схема строения Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока	32
4.	2.1.3	Геологический разрез	33
5.	2.1.4	Структурная карта по отражающему горизонту P2 (П2) (предполагаемая подошва раннепермских карбонатов)	35
6.	2.1.5	Структурная карта по отражающему горизонту P1 (П1) (кровля карбонатных отложений предположительно раннепермского возраста)	36
7.	2.1.6	Структурная карта по отражающему горизонту U-VI (кровля одноименного продуктивного горизонта Ю-VI)	39
8.	2.1.7	Структурная карта по отражающему горизонту J2_top (кровля средней юры)	40
9.	2.1.8	Структурная карта по отражающему горизонту IIIa (подошва верхнеюрских карбонатов)	41
10.	2.1.9	Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва неокома)	42
11.	2.4.1	Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности по горизонту Ю-XIII	68
12.	2.4.2	Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности по горизонту ТЗ-2	68
13.	2.4.3	Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности по горизонту ТЗ-1	68
14.	2.4.4	Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, горизонт Ю-VIII	69
15.	2.4.5	Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, горизонт ТЗ-1	69
16.	2.4.6	Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, горизонт ТЗ-2	69
17.	3.1.1	Динамика изменения пластового и забойного давления	80
18.	3.2.1	Динамика и распределение фонда скважин по дебитам нефти	83
19.	3.2.2	Динамика показателей эксплуатации скв. №44	84
20.	3.2.3	Динамика показателей эксплуатации скв. №45	86
21.	3.2.4	Динамика показателей эксплуатации скв. №46	87
22.	3.2.5	Динамика показателей эксплуатации скв. №2	88
23.	3.2.6	Динамика показателей эксплуатации скв. №39	89
24.	3.2.7	График основных показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное	93
25.	3.2.8	График основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное	93
26.	3.2.9	Динамика обводненности продукции скважин Сазтобе Юго-Восточное	100
27.	3.2.10	Сопоставление утвержденных и текущих значений КИН по месторождениям	103

		(по состоянию на 01.01.2026)	
28.	3.2.11	Характеристики вытеснения по методике Назарова-Сипачева	104
29.	3.2.12	Характеристики вытеснения по методике Камбарова Г.С.	104
30.	3.2.13	Зависимость удельной годовой добычи нефти от суммарных отборов по месторождению Сазтобе Юго-Восточное	105
31.	3.2.14	Зависимость удельной годовой добычи нефти от суммарных отборов по месторождению Сазтобе Северо-Восточное	105
32.	3.2.15	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное	109
33.	3.2.16	Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное	110
34.	6.1.1	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности I Объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное	151
35.	6.1.2	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности I Объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное	151
36.	6.1.3	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности II Объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное	152
37.	6.1.4	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины месторождения Сазтобе Юго-Восточное	155
38.	6.1.5	Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины месторождения Сазтобе Северо-Восточное	155
39.	6.1.6	Устьевая арматура УЭЦН	160
40.	6.3.1	Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции групп месторождений «Сазтобе»	171
41.	6.3.2	Принципиальная технологическая схема УСН «Сазтобе»	175
42.	6.3.3	Схема подключения новых скважин и переподключение действующих скважин к проектируемой АГЗУ №3 на месторождении «Сазтобе Ю.В.»	178
43.	6.3.4	Схема подключения новых скважин к АГЗУ №2 на месторождении «Сазтобе С.В.»	179
44.	6.4.1	Принципиальная схема транспортировки попутного газа по месторождениям ЦДНГ №1	187
45.	9.1.1	Схема реализации методики анализа рисков от скважин с МКД	218
46.	9.1.2	Диаграмма процесса управления межколонными давлениями	220
47.	9.1.3	Процедура разделения скважин по группам опасности и перевода из одной группы в другую	223
48.	10.1.1	Роза ветров	227

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Структурная карта по отражающему горизонту U-IX (кровля продуктивного горизонта Ю-IXА) Структурная карта по отражающему горизонту U-XII (кровля продуктивного горизонта Ю-XIIА)	1	1	1:25 000	н/с
2	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юры) Структурная карта по отражающему горизонту Т-I (горизонт в отложениях триаса)	2	1	1:25 000	н/с
3	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Глубинные сейсмические разрезы Inline 2724, 2744, 2772	3	1	гор. 1:50 000 вер. 1:20 000	н/с
4	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Глубинные сейсмические разрезы Crossline 10120, 10268	4	1	гор. 1:50 000 вер. 1:20 000	н/с
5	Сазтобе Северо-Восточное. Геологический профиль по линии I-I'	5	1	гор. 1:10 000 вер. 1:5 000	н/с
6	Сазтобе Юго-Восточное. Геологический профиль по линии II-II' и III- III'	6	1	гор. 1:10 000 вер. 1:5 000	н/с
7	Сазтобе Северо-Восточное. Геологический профиль продуктивной части по линии I-I'	7	1	гор. 1:10 000 вер. 1:1 000	н/с
8	Сазтобе Юго-Восточное. Геологический профиль продуктивной части по линии II-II' и III- III'	8	1	гор. 1:10 000 вер. 1:1 000	н/с
9	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Схема обоснования ГВК и ВНК	9	1	вер. 1:1 000	н/с
10	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-VIII продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин.	10	1	1:10 000	н/с
11	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-IXА продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин.	11	1	1:10 000	н/с
12	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-IXБ продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	12	1	1:10 000	н/с

13	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-Х продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	13	1	1:10 000	н/с
14	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-ХIIА продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	14	1	1:10 000	н/с
15	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-ХIIБ продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	15	1	1:10 000	н/с
16	Сазтобе Северо-Восточное. Ю-ХIIИ продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	16	1	1:10 000	н/с
17	Сазтобе Юго-Восточное. Тз-1 продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	17	1	1:10 000	н/с
18	Сазтобе Юго-Восточное. Тз-2 продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	18	1	1:10 000	н/с
19	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Карты текущих и суммарных отборов (по состоянию на 01.01.2025г)	19	1	1:10 000	н/с
20	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Карта изобар (по состоянию на 01.01.2025г)	20	1	1:10 000	н/с
21	Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное. Карты пробуренных и проектных скважин	21	1	1:10 000	н/с

Всего – 21 граф.прил. на 21 л., н/с – все 21.

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование приложения	Стр.
1	2	3	4
1.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 2	246
2.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости I объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 2	246
3.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2	247
4.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости I объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2	247
5.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2	248
6.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости II объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2	248
7.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 2	249
8.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 2	249
9.	П.4.2.1	Капитальные вложения (Вариант 2)	250
10.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность (Вариант 2)	250
11.	П.4.2.3	Производственный доход (Вариант 2)	251
12.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 2)	252
13.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 2)	254

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ.

Объект исследования – система разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

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

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождений, 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.

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

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

Область применения – месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения является ТОО «Казахтуркмунай», имеющее Контракт – Дополнение №4 к Договору №1 от 31 мая 1994г на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти, в соответствии с лицензией серии МГ №42 (нефть) между Министерством Энергетики РК и ТОО «Казахтуркмунай». Контракт действителен до 14 октября 2041 года (на основании Приказа МЭ РК №260 от 31.03.2015г о продлении срока Договора №1 в соответствии с условиями Модельного Контракта на разведку, добычу, совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья).

Нефтяное месторождение Сазтобе Юго-Восточное было открыто в 1993г, Сазтобе Северо-Восточное – в 1994г.

В 1990-1992гг Атырауской ГФЭ и ПО «Сибгео» с/п 6/90-92 на площади около 80км², охватывающей месторождения Сазтобе СВ и Сазтобе ЮВ были проведены исследования МОС (ЗД) для детального изучения строений структур по основным отражающим горизонтом в масштабе 1:25000.

В 1992-97гг АО «Мангистаугеология» на Северо-Восточном Сазтобе были пробурены скважины №№2, 39, 40, 37 и на Юго-Восточном Сазтобе –скважины №№42, 44, 45, 46, давшие высокодебитные притоки нефти и газа из юрских и триасовых отложений.

В 1996г институт АО НИПИ «Каспиймунайгаз» составил проект пробной эксплуатации месторождения, в котором было запланировано бурение 6 разведочных скважин.

По результатам пробной эксплуатации институт КазНИГРИ впервые подсчитал Промышленную оценку запасов углеводородов категорий С₁ и С₂ по состоянию на 01.07.1997г и представил в ГКЗ РК (протокол №1-98У от 11.06.1998г) [23]. Промышленная оценка выполнена отдельно по месторождению Сазтобе Юго-Восточное и месторождению Сазтобе Северо-Восточное.

В 1999г НИПИ «Каспиймунайгаз» на основе материалов пробной эксплуатации месторождений была выполнена «Технологическая схема разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» и утверждена ЦКР РК (Протокол ЦКР РК №8 от 17.03.2000г).

В «Технологической схеме...» предполагалось вести промышленную разработку двух месторождений отдельно, как самостоятельных эксплуатационных объектов разработки:

Сазтобе Юго-Восточное – нефтяную залежь верхнетриасового горизонта;

Сазтобе Северо-Восточное – нефтяные залежи среднеюрских горизонтов

Ю-XI, Ю-XII, Ю-XIII.

Согласно «Технологической схеме...» для реализации на месторождении Сазтобе Юго-Восточное был принят вариант 2 разработки, который предусматривает разработку месторождения на естественном упруговодонапорном режиме с дополнительным бурением 4-х эксплуатационных скважин. Для выработки извлекаемых запасов нефти месторождения Сазтобе Северо-Восточное по «Технологической схеме...» был принят вариант I, который предусматривает разработку путем использования ранее пробуренных скважин №№2, 39, без бурения новых добывающих скважин.

Основные показатели по 2 варианту разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное:

- проектный уровень добычи по нефти – 121,4 тыс.т;
- проектный уровень добычи по жидкости – 174,9 тыс.т;
- фонд скважин – 9 ед.;
- коэффициент извлечения нефти – 41%.

В 2005г компанией «Halliburton Интернешнл Инк» была выполнена переинтерпретация сейсмоматериалов 3D, по которым получены новые материалы, позволяющие уточнить геологическую модель месторождения Сазтобе Юго-Восточное.

В 2011г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.07.11г, утверждённый ЦКРР РК (Протокол ЦКР РК №17 от 06.12.2011г).

В отчете по авторскому надзору 2011г были уточнены технологические показатели разработки на 3 года (2011-2013гг), в связи с отставанием проектных уровней добычи нефти из-за отклонения ввода проектных скважин из бурения и низкого дебита новых скважин месторождения Сазтобе Юго-Восточное.

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.07.2013г, утверждённый Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №41/5 от 01.11.2013г).

В 2014г на месторождении Восточное Сазтобе (включая Северо-Восточное Сазтобе и Юго-Восточное Сазтобе) компанией НПФ «ДАНК» были выполнены полевые сейсморазведочные работы в модификации 3Д в объёме 99 км². Работы по обработке и интерпретации геолого-геофизических данных выполнены компанией ТОО «PGD Services» в 2015г.

В 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное

и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.01.2016г уточнением технологических показателей на 2016г (1 год) [38], утверждённый ЦКРР РК (Протокол ЦКР РК №70/7 от 22.04.2016г).

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.01.2017г, в котором уточнены технологические показатели на 3 года (2017-2019 гг), утверждённый ЦКРР РК (Протокол ЦКР РК №88/6 от 24.08.2017г).

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» по состоянию на 01.07.2019г, утвержденный на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК (протокол заседания ЦКРР РК №17/11 от 12-13.12.2019г), в рамках которого уточнены технологические показатели разработки месторождений на 2019-2021 гг. В отчете были проанализированы состояние и степень выработанности запасов, выявлены причины недостижения проектных показателей, оценена эффективность проводимых на месторождениях геолого-технических мероприятий, обоснованы мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки.

В 2021г был выполнен отчет «Пересчет запасов...» с дальнейшим утверждением на заседании ГКЗ РК (Протокол ГКЗ №2290-21-У от 13.04.2021г.). В рамках данного отчета, с учетом новых геолого-геофизических, лабораторных данных и переинтерпретации сейсмических материалов 3Д, была пересмотрена геологическая модель месторождения, в результате которого геологические запасы по двум месторождениям увеличились на 10,7%, извлекаемые – на 11,3%.

В 2021г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» был составлен «Проект разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», по утвержденному 2 варианту (Протокол ЦКРР РК №19/16 от 27-28 октября 2021), выполненному в рамках договора №225//141/2020АТ от 17.07.2020г на основании пересчета запасов.

В 2022г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», составленный по состоянию на 01.07.2022г, в рамках долгосрочного договора № 223//142/2020 АТ от «17» июля 2020г с ТОО «Казахтуркмунай», согласно Техническому заданию и требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и РД «Методические рекомендации по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

В 2024г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», составленный по состоянию на 01.07.2024г, в рамках долгосрочного договора № 223//142/2020 АТ от «17» июля 2020г с ТОО «Казахтуркмунай».

В 2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» « был составлен «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» по состоянию на 01.01.2025г, утвержденный на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК (протокол заседания ЦКРР РК №66/22 от 23-24.09.2025г), в котором уточнены технологические показатели на 2 года (2026-2027 гг), при условии исполнения проектных решений за 2026г.

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании. В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное расположены в юго-восточной бортовой части Прикаспийской впадины, в пределах западного погружения Южно-Эмбинского поднятия, в административном отношении входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан (рис.1.1).

В орографическом отношении площадь Сазтобе Восточное представляет собой всхолмлённую равнину, северную и центральную часть которой занимают бугристые пески, закреплённые травянистой растительностью. В понижениях распространены пухлые солончаки, поверхность которых во время дождей размокает и превращается в непроходимую вязкую грязь.

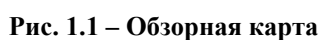
Ближайшим населённым пунктом является железнодорожная станция Бейнеу (145 км), областной центр – г. Актау – расположен на расстоянии 479 км юго-западнее месторождения.

Непосредственная близость к обустроенным нефтепромыслам Прорва, Тенгиз, Кисимбай, к железнодорожной линии Мангистау – Макат – ЛЭП, к магистральным нефтегазопроводам создает благоприятное условие для освоения месторождения Сазтобе Восточное.

Климат района резко континентальный и характеризуется значительным колебанием сезонных температур. В зимние месяцы температура воздуха понижается до $-25-40^{\circ}\text{C}$. Летом температура колеблется от $+25-50^{\circ}\text{C}$. Количество годовых осадков не превышает 150 мм в год и в основном приходится на осенне-зимний период. Растительный мир представлен полынью, верблюжьей колючкой и другими видами флор степи и полупустынь.

Животный мир, в основном, представлен грызунами, пресмыкающимися (черепахи, ящерицы, змеи) и паукообразными (скорпионы, тарантулы, фаланги).

Гидрографически район развит слабо. Открытых водоемов и природных источников в районе нет. Снабжение питьевой водой производится автоцистернами из водопровода. Техническое водоснабжение осуществляется из водяных скважин альбских и сеноманских горизонтов. Офис ТОО «Казахтуркмунай», являющегося недропользователем месторождения Сазтобе Юго Восточное и Сазтобе Северо Восточное, расположен в г. Актобе.



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристики геологического строения

В 2021г выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов углеводородного сырья месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» по состоянию изученности на 02.01.2020г (Протокол ГКЗ РК № 2290-21-У от 13.04.2021г.).

Месторождения разрабатываются согласно «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», по утвержденному 2 варианту Протокол ЦКРР РК №66/22 от 23-24 сентября 2025 года.

За анализируемый период (с 01.01.2021г по 01.01.2026г) на месторождении Сазтобе Юго-Восточное пробурены 2 эксплуатационные скважины №48 во II блоке и №49 в III блоке.

Краткая литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов анализов керна, каротажных данных и по результатам проведенного комплекса ГИС на месторождениях Сазтобе Восточное, Сазтобе Северо-Восточное и Сазтобе Юго-Восточное и на прилегающих к ним структурам.

Степень изученности палеозойских отложений практически находится в начальной стадии крайнего ограниченного количества кернового материала, сложности корреляции разрезов скважин, слабой охарактеризованности разрезов флорой и фауной.

Рассматриваемые структуры представляет Южно-Эмбинское погребенные поднятия, вытянутые с северо-востока на юго-запад, в которых в присводовой части терригенные девонские отложения с глубоким стратиграфическим и азимутальным несогласием перекрыты юрскими и триасовыми отложениями. Соленосные отложения кунгура полностью отсутствуют.

Палеозойская группа - PZ

Каменноугольная система – C

Вскрытые отложения каменноугольной системы представлены средним отделом.

Средний отдел – C₂

Отложения среднего карбона представлены карбонатными осадками. Карбонатный комплекс представлен органогенными и доломитизированными известняками. Споропыльцевому исследованию были подвергнуты образцы из скважины П-1 площади Сазтобе Южное из интервалов 4774-4779 м, 4837-4838 м и 4864-4868 м, из скважины Сазтобе Восточное 5 из интервала 4000-4005 м данные которых отнесены к отложениям среднего отдела.

Вскрытая толщина среднего отдела варьирует от 24,1 м до 155,4 м.

Пермская система – Р

Серия континентальных отложений нижней перми (Р1), по описанию керна скв.2, сложены серыми, скрытокристаллическими, плотными, известняками с включением кальцита белого цвета.

Максимальная вскрытая толщина отложений составляет 381 м.

Нижний отдел – Р1

Из отложений этого возраста на площади работ вскрыт только сакмарский ярус.

Сакмарский ярус – Р1s

Начинается разрез пачкой гравелитов, состоящих из угловатых и хорошо окатанных зерен известняков различной структуры: биоморфных, биоморфно-детритовых, микрозернистых, глинистых, окремнелых, доломитизированных, сцементированных крупнокристаллическим кальцитом. Обломки известняков содержат обильную фауну, характерную для различных горизонтов верхнего карбона и нижней перми: фораминиферы, кораллы, детрит иглокожих и гониатитов. Ниже по разрезу эти породы переходят в известняки светло-серые, реликтовой биогермной и биоморфно-детритовой структуры, гидроактиноидные и фузулинидовые, интенсивно доломитизированные, участками до доломита, кавернозные, с пятнистым расположением органических остатков: кораллов, гидроактиноиды, фузулиниды, структурно-текстурные особенности карбонатных образований позволяют отнести их к породам биогермного происхождения раннесакмарского возраста.

Триасовая система – Т

Нерасчлененные отложения Т2+Т1

На основании литологической характеристики пород и палинологических определений (Тасым 3, Аиршагыл 2, Сазтобе Южное П-1, Маткен 3, 4) триасовая толща делится на две пачки. Нижняя пачка - условно отнесена к нерасчлененным отложениям нижнего - среднего триаса.

Верхняя пачка, меньшая по толщине, отнесена к верхнетриасовому возрасту.

Максимальная вскрытая толщина составляет 185,6 м.

Верхнетриасовые отложения – Тз

Отложения верхнего триаса трансгрессивно залегают на красноцветных отложениях ниже-среднетриасового возраста. Они представлены неравномерным переслаиванием глинисто-алевролитовых пород зеленовато-серого, темно-серого, серого цвета, насыщенных обуглившимся растительным детритом. Эти породы расчленены пачками серых, мелко- и среднезернистых, плохо отсортированных песчаников разной толщины. В

верхнетриасовом разрезе в песчаниках отмечаются тонкие линзовидные прослои гравийных и галечных зерен разного состава.

В скважинах 44, 45, 46, 47 площади Сазтобе Юго-Восточное к отложениям верхнего триаса приурочены продуктивные пласты Т₃-1 и Т₃-2.

Максимальная вскрытая толщина верхнетриасовых отложений составляет 156,4 м.

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами. Нижняя и средняя толщи юрского комплекса преимущественно сложены терригенными породами континентального происхождения, а верхнеюрские отложения - карбонатно-терригенными прибрежно-морского происхождения.

Нижний отдел (J₁)

Отложения нижней юры залегают на размытой поверхности верхнетриасовых отложений и представлены песчано-алевролитовыми породами с редкими прослоями аргиллитов. В подошве повсеместно прослеживается базальный пласт гравелитов разной толщины. К отложениям нижней юры приурочен продуктивный горизонт Ю-ХІІІ.

Толщина нижнеюрских отложений варьирует от 73 м до 125,7 м.

Средний отдел (J₂)

Отложения средней юры со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней юры и представлены песчано-глинистым комплексом пород бат-байосского и келловейского возраста. Ааленский ярус в разрезе не выявлен.

Батский +байосский ярусы (J_{2bt}+J_{2b})

Кровля байосс-батской толщи определяется в разрезе весьма неуверенно, и проводится по кровле реперного песчаного пласта, который выделяется в разрезе по пониженным показаниям ГК и сопротивлений.

Байосский ярус литологически характеризуется глинами с редкими прослоями глинистых песчаников, в верхней части разреза с пропластками бурых углей. Низы разреза представлены пачкой слабоглинистых песчаников.

Батский ярус сложен глинами песчанистыми, нередко с многочисленными растительными остатками и пропластками бурых углей, с редкими прослоями песков и песчаников, мелкозернистых и известковистых.

Глины и аргиллиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, гидрослюдистые, алевритистые и алевритовые с тонкой неправильно-горизонтальной, мелко-косой и косоволнистой текстурой.

Песчаники светлые - до темно-серых оттенков, зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые. Толщина этих отложений меняется от 474,9м до 554,4 м.

На месторождении Северо-Восточное Сазтобе к отложениям рассматриваемого возраста приурочено несколько продуктивных горизонтов, от Ю-IV до Ю-XII.

Келловейский ярус (J_{2k})

Келловейский ярус сложен сероцветной глинистой толщей с прослоями и пропластками песчаников, алевролитов и глинистых мергелей.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, разномзернистые, массивные и слоистые. Слоистость подчеркивается различной сортировкой зерен. Алевролиты серые и зеленовато-серые, массивные, горизонтально-волнисто-слоистые. Глины келловейского возраста имеют различные цвета – от серо-голубоватого до зеленовато-серого, иногда с фиолетовыми пятнами. По текстуре они массивные, сланцеватые, тонкослоистые, участками комковатые.

Толщина отложений изменяется от 178,7 м до 225,1 м.

На месторождении Сазтобе Восточное к отложениям рассматриваемого возраста приурочено несколько продуктивных горизонтов от Ю-I до Ю-III.

Верхний отдел (J₃)

Верхнеюрские отложения согласно перекрывают келловейские породы и представлены оксфордским и волжским ярусами.

Оксфордский ярус (J_{3o})

Отложения оксфордского яруса согласно перекрывают келловейские породы и представлены толщей глинистого и мергельно-глинистого состава, содержащей пласты и прослои алевролитов.

Глины серой окраски, часто с зеленоватым и редко с голубоватым оттенками, гидрослюдистые, алевролитистые.

Алевролиты зеленовато-серые, участками тонкослоистые, мелко- и разномзернистые, с карбонатно-глинистым цементом. Мергели зеленовато-серые и темно-зеленовато-серые, массивные, алевролитистые с обломками фауны и мелкими обуглившимися растительными остатками.

Толщина отложений меняется в диапазоне от 24,7 м до 41 м.

Волжский ярус (J_{3v})

Волжские отложения несогласно залегает на оксфордских отложениях.

Судя по каротажной характеристике, разрез волжского яруса сложен двумя литологическими разностями пород. Нижняя часть по составу глинисто-мергельная и содержит прослои алевролитов и песчаников.

Верхняя толща на каротажных диаграммах характеризуется более высокими сопротивлениями, по составу она карбонатная, сложена плотными известняками с пластами

доломитовых известняков, доломитов, иногда с прослоями глин и редко, в верхней части разреза - слоями ангидритов.

Известняки и доломитовые известняки серые, светло-серые и зеленовато-серые, тонко-мелкозернистые с включениями фаунистических остатков, местами органогенно-обломочные, пористые, с включениями зерен глауконита.

Глины темно-серые, черные, редко зеленовато-серые, тонкослоистые.

Мергели серые, темно-серые, зеленовато-серые, слабоалевритистые, содержат фаунистические остатки, растительный детрит, включения пирита и глауконита.

Толщина отложений колеблется от 148,7 м до 174,4 м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы в пределах месторождения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (К₁)

В нижнем отделе выделены валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Валанжинский ярус (К_{1V})

Валанжинский ярус непосредственно залегает на размытой поверхности карбонатных отложений верхней юры и сложен сильно известковистыми и песчанистыми мергелями. В основании яруса повсеместно распространен прослой светло-серого, карбонатного, грубозернистого песчаника с крупными гальками фосфоритов и известняковых пород.

Толщина валанжинского возраста колеблется в пределах от 57,9 м до 86,9 м.

Готеривский ярус (К_{1h})

Отложения готеривского яруса представлены глинами с прослоями песков и алевролитов.

Глины зеленовато-серые, алевритистые. Пески темно-зеленовато-серые, глинистые, мелкозернистые, уплотненные. Алевролиты зеленовато-серые, песчаные, крепкие с карбонатным цементом.

Толщина отложений готерива меняется от 110,3 м до 141 м.

Барремский ярус (К_{1br})

В разрезе прослеживается чередование глин и песчаников с прослоями алевролитов.

Песчаники серые, мелкозернистые, полимиктовые, крепкие, с карбонатным цементом.

В алевролитах встречаются линзовидные прослои крепкого, мелкозернистого песчаника, зеленой и темно-коричневой глины.

Глины барремского яруса обычно алевроитовые или алевроитистые, чистые разности встречаются редко. Характерным для них является пестрая окраска. Здесь наблюдаются глины различных оттенков зеленые и коричневые.

Толщина отложений баррема изменяется от 255,6 м до 312,1 м.

Аптский ярус (K_{1a})

Аптский ярус сложен глинистыми породами с прослоями песков и песчаников.

Глины аптского возраста отличаются от барремских темно - серой, иногда черной окраской, содержанием большого количества обломков фауны плохой сохранности и углефицированных растительных остатков. Глины по составу карбонатные, иногда переходящие в глинистый мергель. Среди глинистых пород встречаются алевроитовые, алевроитистые и реже-чистые разности. Пески мелкозернистые, алевроитистые, глинистые, слюдистые, слабокарбонатные, темноокрашенные.

Песчаники имеют серую и темно-серую окраску, крепкие. Местами в них найдены плохо сохранившиеся остатки пелеципод и гастропод.

Толщина аптского яруса колеблется в пределах от 218,6 м до 260,3 м.

Альбский ярус (K_{1al})

Отложения делятся на три подъяруса.

В разрезе нижнеальбского подъяруса выделяются глины с подчиненными пластами песков, алевролитов, мергелей и известняков.

В среднеальбском подъярусе прослеживается чередование глин и песков с прослоями песчаников и алевролитов.

Верхнеальбский подъярус представлен чередованием глин, песков с преобладанием глинистых пород.

Глины темно-серые, песчанисто-алевритистые, карбонатные с линзами светло-серого, мелкозернистого песчаника. Песок светло-зеленовато-серый, мелкозернистый, слюдистый с темно-серыми глинистыми прослойками. Алевролиты светло-серые, крепкие с карбонатным цементом. Мергели темно-серые, тонкозернистые, твердые. Известняки темно-серые, мелкозернистые, очень крепкие.

Толщина альба изменяется от 546,8 м до 577,9 м.

Верхний отдел (K₂)

Разрез верхнего мела включает сеноманский, турон+коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы.

Сеноманский ярус (K_{2s})

Граница верхнемеловых пород с нижнемеловым комплексом проводится по зоне перехода глин альбского яруса с низким сопротивлением к песчано-глинистым породам

сеномана с повышенными значениями кривой КС. В разрезе преобладают глинистые породы с большим количеством прослоев песков и песчаников. Глины, встреченные в разрезе сеноманского яруса, темно-серого цвета, карбонатные.

Глинистые породы сложены преимущественно (до 70%) тонкочешуйчатым минералом из группы гидрослюд и содержат в небольшом количестве монтмориллонит и бейделлит.

Песчаники - мелкозернистые, желтовато-бурого цвета, очень крепкие, с тонкими прослойками более светлой окраски.

Толщина яруса изменяется от 76,1 м до 92,6 м.

Туронский (K_{2t}) + Коньякский (K_{2k}) ярусы

Разрез отложений по литологическим признакам и каротажным диаграммам расчленяется на нижнюю и верхнюю толщи.

Нижняя толща сложена глинистыми, часто алевритистыми мергелями с прослоями мергелей и алевролитов. Глинистые породы турона имеют серовато-зеленую окраску, твердые, с различным характером излома, с включениями зеленовато-белого мела. Мергели окрашены в зеленовато-серые цвета, содержат обломки раковин фораминифер и фауны плохой сохранности.

Верхняя толща сложена алевролитами серовато-зеленого цвета, полимиктовыми, крепкой и слабой цементации, с неровным изломом.

Толщина турон-коньякских отложений меняется от 59,3 м до 64,8 м.

Сантонский ярус (K_{2st})

Отложения сантонского возраста в нижней и верхней частях представлены мергелями с частыми прослоями и включениями белого мела.

Мергели тонкозернистые, светло-серовато-зеленого цвета, иногда более темного оттенка.

Мел белый, с зеленоватым оттенком, писчий, твердый, плотный, с тонкими прослойками темно-зеленого глинистого мергеля, с обломками фауны плохой сохранности.

Толщина колеблется в пределах от 33,1 м до 42,7 м.

Кампанский ярус (K_{2km})

Кампанский ярус сложен мергелями и глинистыми мергелями с редкими пластами мела. Глинистые мергели встречаются в менее мощных слоях среди чистых мергелей. По своей окраске, составу и строению породы мало отличаются от одноименных пород сантона, имеют тонкозернистое строение, светло-зеленую окраску, твердые, наблюдаются небольшие включения и тонкие песчаные и алевроитовые прослои линзовидной формы.

Мел белый, а также с зеленоватым оттенком, писчий, иногда глинистый, твердый, с гнездами, прожилками и линзовидными прослоями темно- и светло- зеленого глинистого мергеля.

Толщина яруса изменяется 151,1 м до 158,8 м.

Маастрихтский ярус (K_{2m})

Маастрихтский ярус представлен чередованием мергелей и мела, с преобладанием первых. Мергели тонкозернистые, светло-серовато-зеленого цвета, участками более темные.

Мел чаще всего белый, с зеленоватым и сероватым оттенками, писчий, мягкий, твердый, иногда слабоуплотненный, с редкими примазками сажи, содержат мелкие обломки фауны. Мел часто глинистый, в нем наблюдаются тонкие слойки и налеты светло-зеленой и серой глины и мергеля зеленого цвета.

Помимо редких прослоев глины и мергеля, в нем отмечаются еще единичные слои серого алевролита с глинисто-карбонатным цементом.

Толщина отложений колеблется от 165,4 м до 179 м.

Палеогеновая система – Р

Палеогеновая система + дат сложены, в основном, в нижней части разреза известняками, мергелями, глинистыми известняками, вверх по разрезу сменяющихся глинами с редкими прослоями песчаных и алевролитистых пород толщиной до 539,1 м.

Четвертичные отложения – Q

Четвертичные отложения перекрывают палеогеновые и представлены преимущественно глинистыми породами толщиной до 25 м.

Тектоника

Месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное расположены в пределах Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока, выделяемого на юго-западной периклинали Южно-Эмбинского палеозойского поднятия (рис. 2.1.1, 2.1.2).

По отложениям фундамента они расположены в пределах юго-западной периклинальной части Южно-Эмбинского палеозойского поднятия, представляющего крупный горстообразный Сазтобинско-Бекболатский тектонический блок, состоящий из протяженных структурных линий: Толкинско-Северо-Сазтобинской, Сазтобинско-Северо-Восточно-Сазтобинской, Западно-Бекболатской, Юго-Восточно-Сазтобинско-Бекболатской (рис. 2.1.3).

Северо-Сазтобинская линия расположена на оси Толкинского месторождения и является его продолжением. В пределах зоны выделяются 2 локальные структуры – Толкинская и Северо-Сазтобинская. Значительная часть зоны не изучена сейсмическими

исследованиями. Перспективы нефтегазоносности зоны оцениваются высоко в связи с разрабатываемой газоконденсатной залежью в артинских отложениях нижней перми на Толкинском месторождении.

Сазтобинско-СВ Сазтобинская структурная линия протягивается на расстоянии 20 км, ширина ее 2 км. С юго-запада к северо-востоку структурную линию осложняют следующие структуры: Сазтобинская, Восточно-Сазтобинская и СВ Сазтобинская.

На северо-востоке Восточно-Сазтобинское поднятие через небольшой прогиб сочленяется с Северо-Восточно-Сазтобинским поднятием.

Перспективы нефтегазоносности палеозойских карбонатных толщ зоны доказаны получением высоких дебитов нефти в скважинах Сазтобе 2, Сазтобе В. 5, Тыныштык 1, а также нефтегазовым выбросом в скважине Сазтобе В. 1.

Между Восточно-Сазтобинским и, собственно, Бекболатским поднятиями картируется Юго-Восточно-Сазтобинское поднятие.

В результате изучения геологического строения, тектоники и нефтегазоносности мезозойского структурного этажа на территории Сазтобинской зоны поднятий выявлены три самостоятельных месторождения: Сазтобе Восточное, Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

В 2014 году на месторождениях Сазтобе Восточное, Сазтобе Северо-Восточное и Юго-Восточное, входящих в сазтобинскую группу поднятий, были проведены полевые сейсморазведочные работы в модификации 3Д в объеме 99 км². Работы по обработке и интерпретации геолого-геофизических данных выполнены компанией ТОО «PGD Services» в 2015 году.

В 2018-2019 гг. выполнена переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д компанией ТОО «PGS».

Целью постановки работ по переобработке и переинтерпретации материалов объемной сейсморазведки является изучение и уточнение геологического строения мезозойских и палеозойских отложений, выявление и детализация строения новых структур в палеозойской части разреза на основе достаточного хорошего качества временной и динамической разрешенности сейсмических разрезов, проведения сейсмофациального анализа с выдачей рекомендаций на бурения скважин.

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ СХЕМА

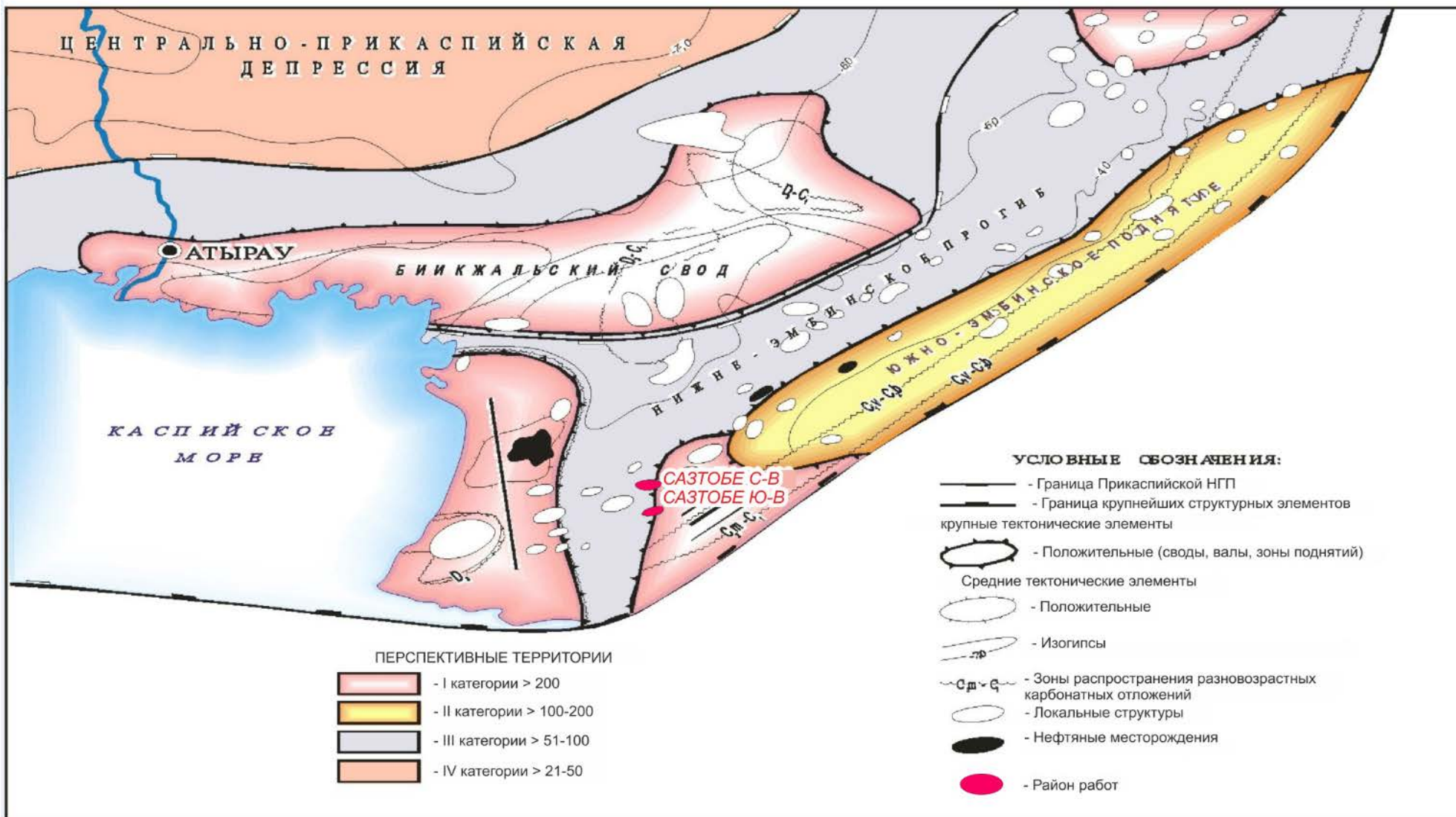


Рис. 2.1.1 – Тектоническая схема южной части Прикаспийской впадины

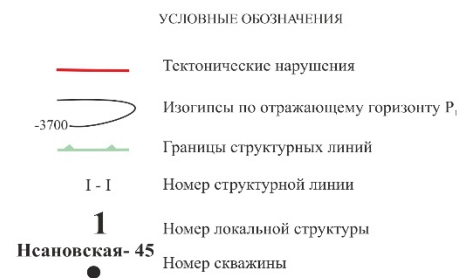


Рис. 2.1.2 – Схема строения Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока

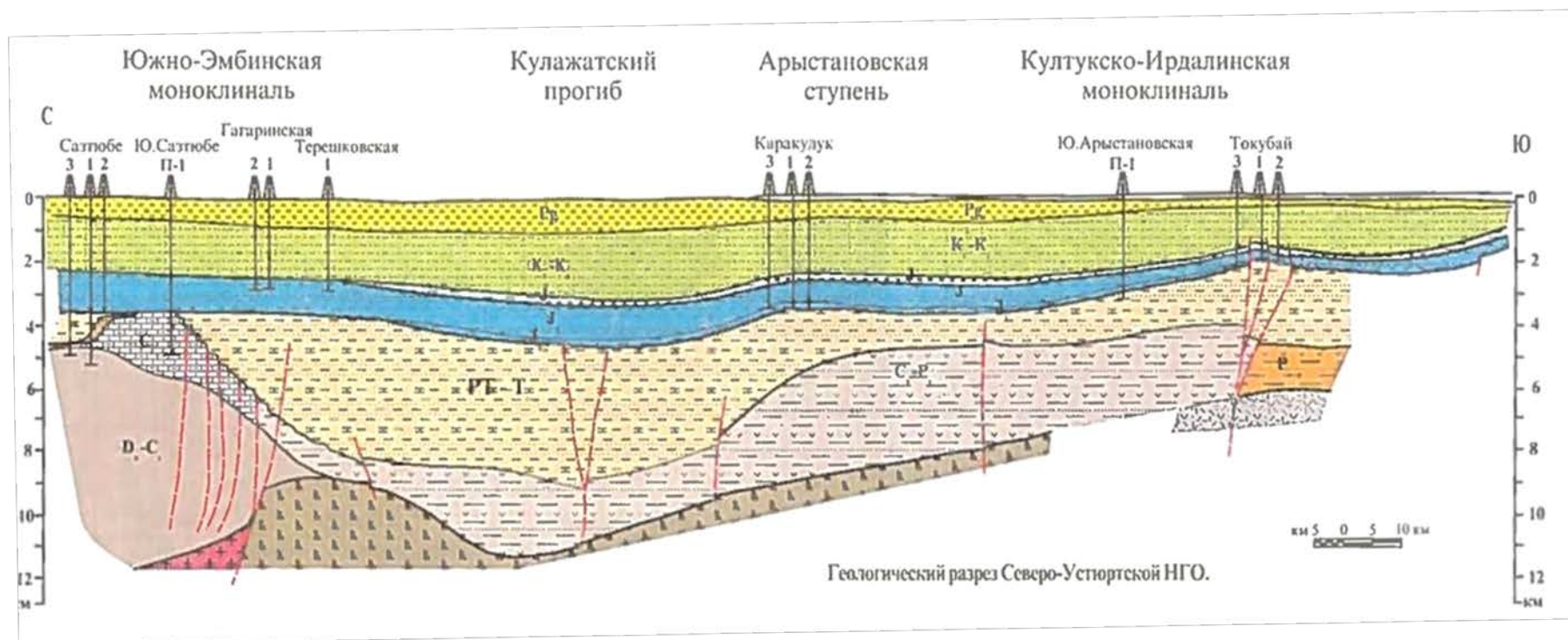


Рис. 2.1.3 – Геологический разрез

Структурные построения были выполнены по отражающим горизонтам: **III** – кровля юры (подошва неокома), **IIIa** – подошва верхнеюрских карбонатов, **U-IX, U-XII** – кровли одноименных продуктивных горизонтов, **V** – подошва юры, **T-I** условный отражающий горизонт в отложениях триаса, **P₁ (Π₁)** – кровля карбонатных отложений предположительно раннепермского возраста и **P₂ (Π₂)** – предполагаемая подошва раннепермских карбонатов. В ходе выполнения работы дополнительно были прослежены горизонты **J_{2_top}** – кровля средней юры, **U-VI** – на уровне продуктивного горизонта **Ю-VI**. **P_{2'}** и **P_{2''}** – предположительно приуроченные к карбонатно-терригенным отложениям раннего-среднего карбона, **P_{2d}** – вероятно кровля верхнедевонско-турнейского комплекса, **P₃**, предположительно нижний палеозой, **P_{1_bio}** – органогенная постройка.

Для продуктивных горизонтов Ю-VIII, Ю-IX (пласты А и Б), Ю-X основой служил отражающий горизонт **U-IX**. Отражающий горизонт **U-XII** служил основой для продуктивного горизонта Ю-XII (пласты А и Б). Основой для горизонта Ю-XIII использован отражающий горизонт **V**. Для триасовых продуктивных пластов (Т₃₋₁, Т₃₋₂) при построении карт опорой служил отражающий горизонт **T-I**.

Ниже представлена характеристика по опорным, сейсмическим горизонтам, имеющим в основном, устойчивую, динамически выраженную отражающую границу, которая прослеживается по всей площади рассматриваемого участка.

Подсолевой (палеозойский) комплекс отложений характеризуется сейсмическими ОГ **P₁(Π₁)** и **P₂(Π₂)**.

Отражающий горизонт P₂ (Π₂) в сейсмическом поле является разделителем между двумя «немыми» толщами, вероятно является кровлей карбонатов каменноугольного возраста. Эта волна в виде одно-двухфазного колебания прослеживается на всей площади съемки (рис. 2.1.4).

Перепад глубин составляет от -4775 м в юго-восточной части участка 3Д до -4145 м – в северо-восточной части. Отмечена серия тектонических нарушений, преимущественно, субширотного простирания.

Размеры структуры северо-восточного поднятия (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), в пределах двух тектонических нарушений субширотного простирания (F8, F18), по изогипсе -4450 м составляют 1,25 x 0,75 км, при амплитуде 50 м.

Размеры структуры юго-восточного поднятия по изогипсе -4400 м составляют 0,75 x 0,25 м, при амплитуде менее 25 м. Структура осложнена двумя тектоническими нарушениями (F₂₅, F₁₄), субширотного простирания.

Отражающий горизонт P₁ (Π₁) на данных площадях представляет собой кровлю карбонатных отложений, предположительно нижнепермского возраста. Горизонт

представлен в виде первого характерного отражения высокой и средней интенсивности в кровле «немой» карбонатной толщи, прослеживается на глубинах -3575-4125 м (рис. 2.1.5).

Согласно структурному плану, в пределах данного горизонта, допустимо выделить некоторые «положительные» структурные элементы. Размеры северо-восточного структурного элемента сводового типа по изогипсе -3725 м составляют 2,5 x 0,625 км, при амплитуде 75 м. Свод (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), осложнен двумя субширотными тектоническими нарушениями (F₈, F₁₈).

Юго-восточный «положительный» структурный элемент сводового типа (район пересечения InLine 2744 и CrossLine 10268), осложнен двумя тектоническими нарушениями (F₁₃, F₁₄), субширотного простирания. Размеры по изогипсе -3775 м составляют 2,8 x 1 км, при амплитуде 175 м.

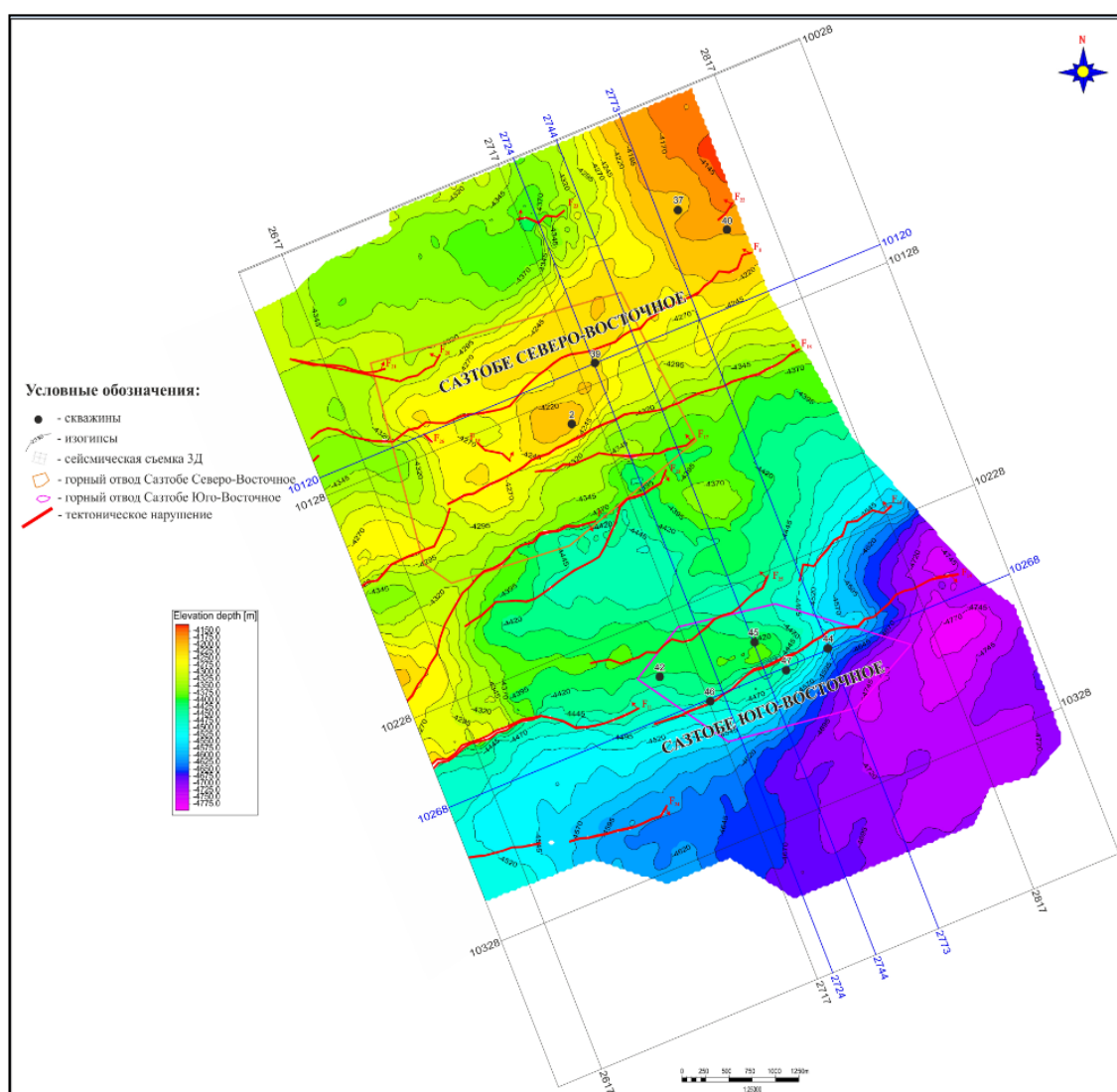


Рис. 2.1.4 – Структурная карта по отражающему горизонту P₂ (Π₂) (предполагаемая подошва раннепермских карбонатов)

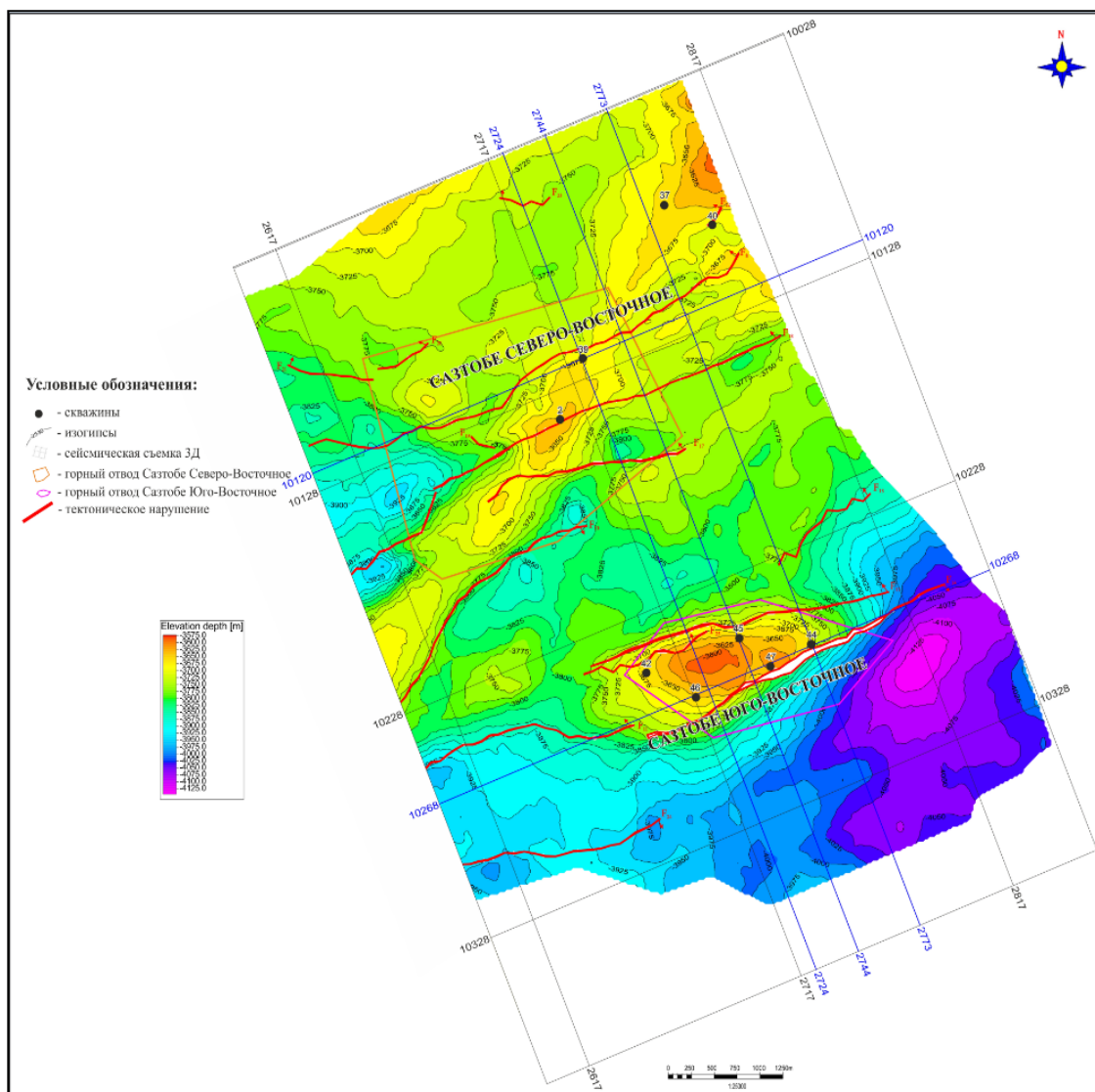


Рис. 2.1.5 – Структурная карта по отражающему горизонту P_1 (Π_1) (кровля карбонатных отложений предположительно раннепермского возраста)

Надсолевой (мезозойский) комплекс отложений характеризуется сейсмическими отражающими горизонтами T-I, V, U-XII, U-IX, U-VI, J2_top, IIIa, III.

Отражающий горизонт T-I, приуроченный к кровле верхнетриасового горизонта, на сейсмическом разрезе интерпретировался по первой выдержанной фазе в пакке пермтриасовых отложений. Данный горизонт залегает с небольшим угловым несогласием по отношению к перекрывающему юрскому комплексу. На изучаемых площадях регистрируется в интервале глубин от -3350 до -3700 м (граф. прил. 2).

Размеры сводовой части северо-восточного поднятия, раскрывающимся за его пределы, по изогипсе -3400 м составляют 2,125 x 1 км, при амплитуде 40 м. Свод (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), осложнен субширотным тектоническим нарушением (F_8).

Юго-восточный «положительный» структурный элемент сводового типа (район пересечения InLine 2773 и CrossLine 10120), осложнён тремя тектоническими нарушениями

субширотного простирания (F_{13} , F_{14} , F_2). Размеры по изогипсе -3460 м составляют 3.25 x 1,05 км, при амплитуде 100 м.

Горизонт V стратиграфический приурочен к подошве нижнеюрских отложений и на рассматриваемых площадях регистрируется в интервале глубин -3330-3520 м. В сейсмическом поле данный горизонт выделяется в виде одно-двухфазного колебания высокой интенсивности. Это отражение легко распознается по угловому несогласию, образовавшемуся в результате эрозионного среза доюрских отложений (граф. прил. 2).

Размеры сводовой части северо-восточного поднятия, раскрывающимся за его пределы, по изогипсе -3390 м составляют 2 x 1 км, при амплитуде 40 м. Свод (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), осложнен субширотным тектоническим нарушением (F_8). Нарушение выделяется по причине различного характера насыщения пластов-коллекторов и несоответствия флюидных контактов между скважинами 2 и 39.

Считаем, как и в триасе свод осложнен погребенным субширотным тектоническим нарушением, согласно которому горизонт Ю-XIII на северном блоке в разрезе скважины №39 водоносный, а на южном блоке на более низких абсолютных отметках (скв. №2) в верхней части нефтеносный.

Сейсмические горизонты **U-VI**, **U-IX** и **U-XII** приурочены к кровлям соответствующих продуктивных горизонтов в средней юре. Горизонт **U-VI** характеризуется достаточно динамичной фазой и неплохой прослеживаемостью в сейсмическом поле (интервал регистрации отражения от -2840 м до -3015 м). Горизонты **U-IX** (интервал глубин от -3050 до -3220 м) и **U-XII** (глубины от -3180 м до -3370 м) находятся в поле отражений слабой интенсивности и переменчивой прослеживаемости.

Структурный план U-XII горизонта в пределах изучаемых структур выражен обособляющимися двумя локальными сводами (граф. прил. 1).

На северо-восточном поднятии сводовая часть раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, малые локализующиеся «положительные» осложнения «структурного носа» (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), допустимо охарактеризовать изогипсой -3210 и размерами 0,75 x 0,5 км (каждый) и амплитудами более 5 м (один) и около 5 м (другой). По причине различного характера насыщения пластов-коллекторов и несоответствия флюидных контактов между скважинами 2, 39 и 37, 40 отмечается небольшой сброс F_9 ограниченной протяженности и небольшой амплитуды.

Сводовая часть юго-восточного поднятия (район пересечения InLine 2773 и CrossLine 10268) осложняется серией малоамплитудных разрывных нарушений (F_1 , F_2). Размеры свода, по изогипсе -3250 м составляют 3 x 0,875 км, при амплитуде 45 м.

Структурный план U-IX горизонта в пределах изучаемых структур выражен обособляющимися двумя локальными сводами (граф. прил. 1).

На северо-восточном поднятии сводовая часть раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, допустимо выделить локализующееся «положительное» осложнение «структурного носа» (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), и охарактеризовать изогипсой -3085 м и размерами 1,5 x 1,075 км, при амплитуде 30 м.

Сводовая часть юго-восточного поднятия (район пересечения InLine 2773 и CrossLine 10268) осложняется серией малоамплитудных разрывных нарушений (F₁, F₂). Размеры свода по изогипсе -3125 м составляют 3 x 1,25 км, при амплитуде 30 м.

Структурный план U-VI в целом аналогичен плану по нижележащему горизонту U-IX (рис. 2.1.6.).

На северо-восточном поднятии сводовая часть раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, малые локализующиеся «положительные» осложнения «структурного носа» допустимо охарактеризовать изогипсой -3210 и размерами 0,75 x 0,5 км (каждый) и амплитудами более 5 м (один) и около 5 м (другой).

На северо-восточном поднятии сводовая часть раскрывается в восточном направлении за пределы куба 3Д. Тем не менее, допустимо выделить локализующееся «положительное» осложнение «структурного носа» (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120), и охарактеризовать изогипсой -2880 м и размерами 1,125 x 0,875 км, при амплитуде 15 м.

Сводовая часть юго-восточного поднятия (район пересечения InLine 2773 и CrossLine 10268) осложняется серией малоамплитудных разрывных нарушений (F₁, F₄). Размеры свода по изогипсе -2880 м составляют 2 x 0,5 км, при амплитуде 5 м.

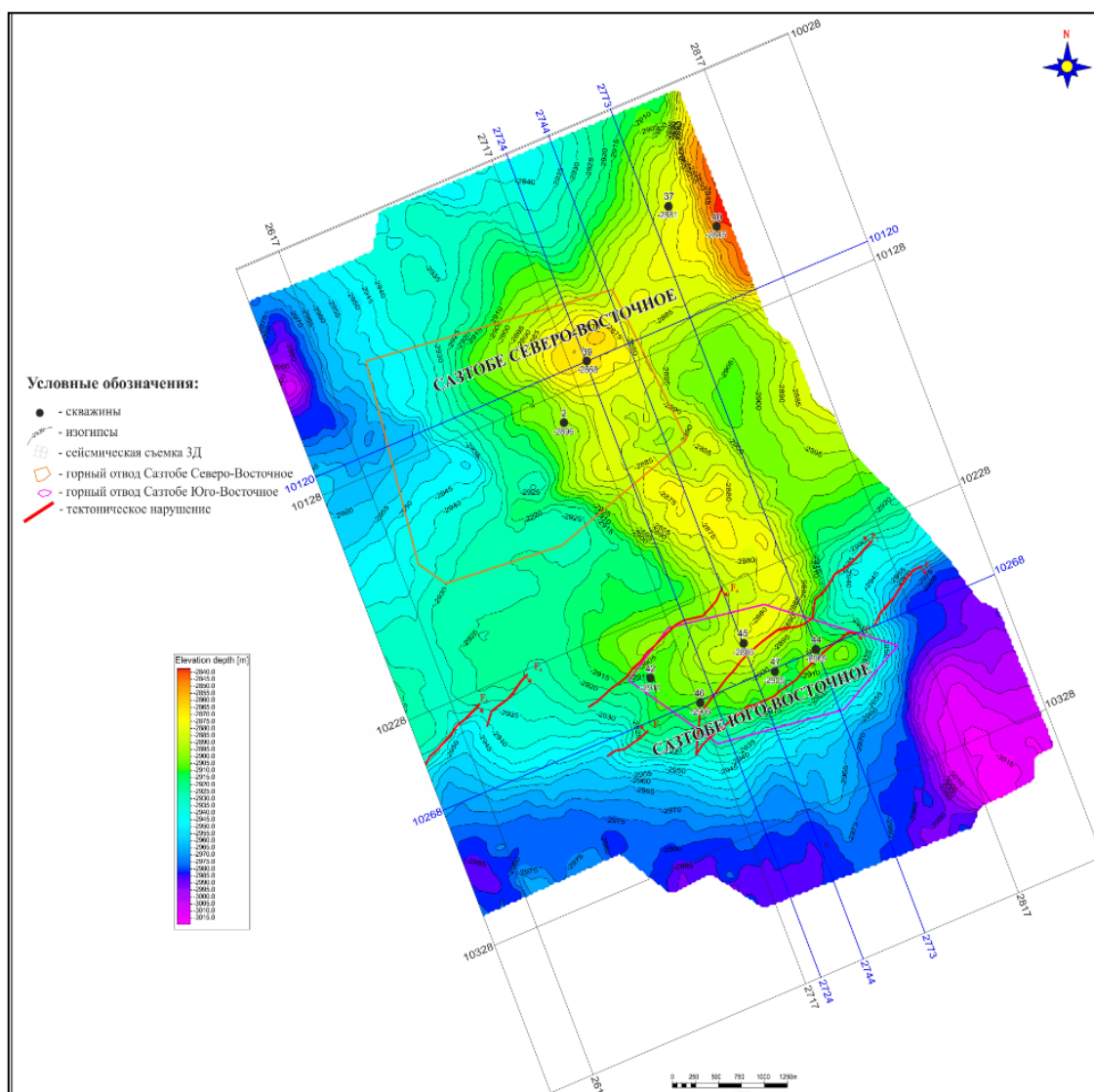


Рис. 2.1.6 – Структурная карта по отражающему горизонту U-VI (кровля одноименного продуктивного горизонта Ю-VI)

Отражающий горизонт J2_top. Если сравнивать со структурным планом по нижележащим горизонтам, то в данном случае происходит частичное выполаживание участка работ (рис. 2.1.7.).

Тем не менее допустимо выделить ранее описанный северо-восточный свод. Размеры свода (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120) по изогипсе -2600 м составляют 1,125 x 0,625 км, при амплитуде 10 м. Юго-восточный участок не имеет локальных «положительных» осложнений.

Отражающий горизонт IIIa приурочен к подошве верхнеюрских карбонатов, в волновом поле горизонт представлен характерным однофазным колебанием высокой интенсивности. Если сравнивать со структурным планом по нижележащим горизонтам, то в данном случае происходит частичное выполаживание участка работ (рис. 2.1.8).

Тем не менее допустимо выделить ранее описанный северо-восточный свод. Размеры свода (район пересечения InLine 2724 и CrossLine 10120) по изогипсе -2460 м

составляют 2,125 x 2,125 км, при амплитуде 10 м. Юго-восточный участок не имеет локальных «положительных» осложнений.

Отражающий горизонт III стратиграфически приурочен к подошве меловых отложений и на рассматриваемой территории регистрируется в интервале глубин -2315-2435 м (рис. 2.1.9). В волновом поле данный отражающий горизонт выделяется в виде уверенного одно-двухфазного колебания высокой интенсивности. Это отражение является выраженным сейсмическим маркером и характеризует относительно пологое залегание подошвенной части меловых отложений с плавным погружением горизонта в юго-восточном направлении. Структурный план в целом аналогичен плану по нижележащему горизонту **IIIa**.

Размеры сводовой части северо-восточного поднятия по изогипсе -2330 м составляют 1,375 x 0,550 км, при амплитуде менее 5 м. Юго-восточный участок не имеет локальных «положительных» осложнений.

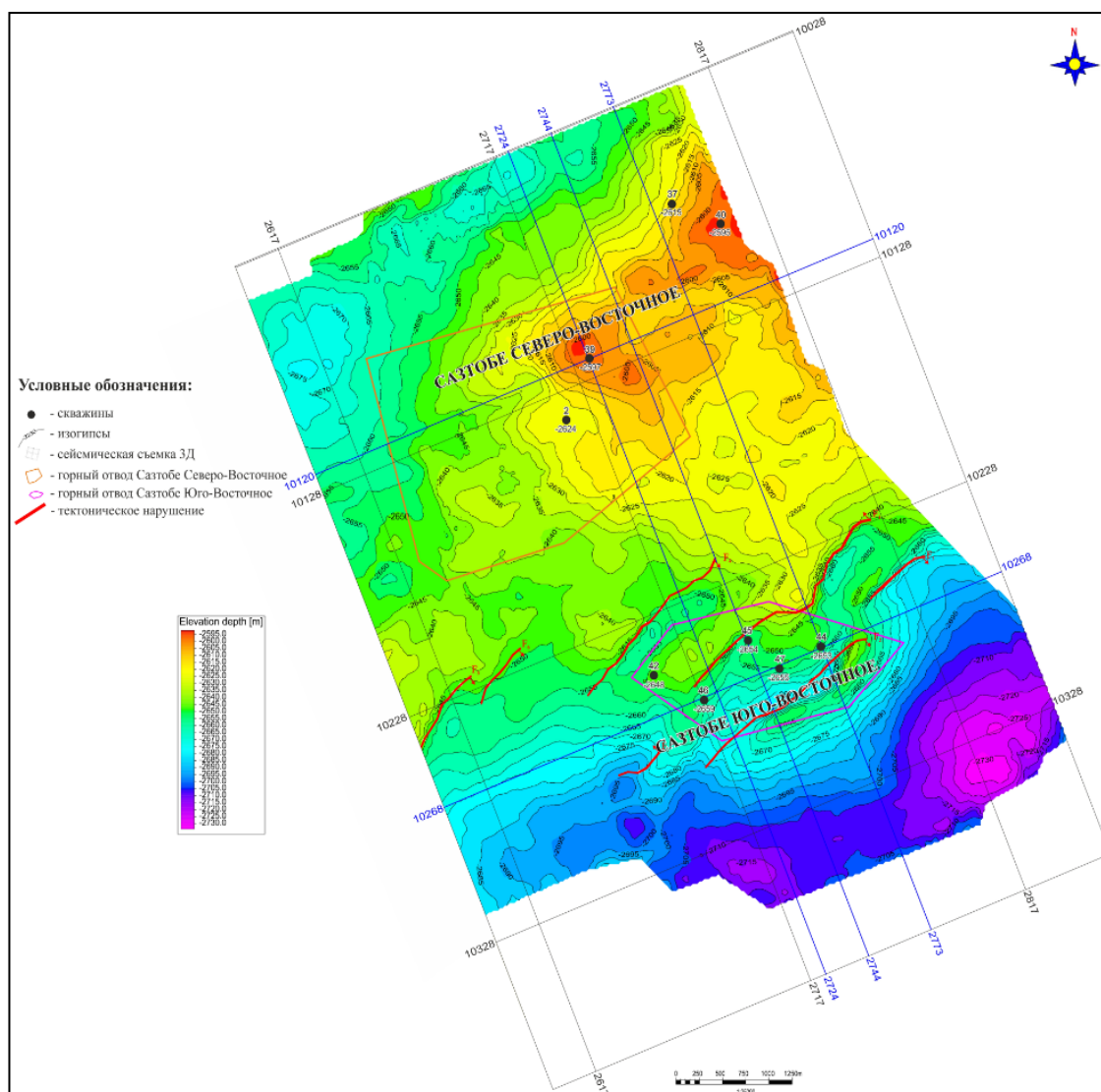


Рис. 2.1.7 – Структурная карта по отражающему горизонту J2_top (кровля средней юры)

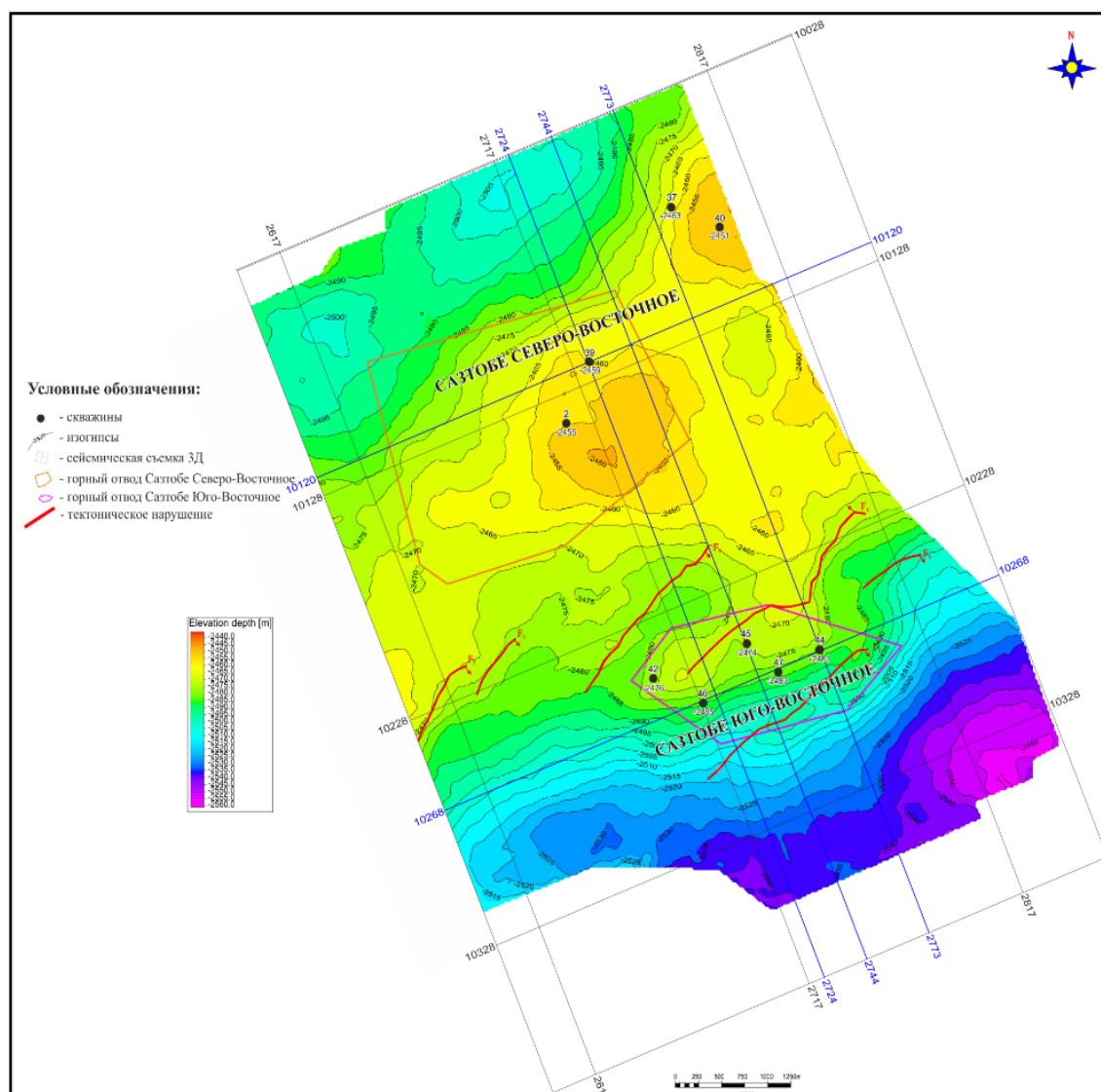


Рис. 2.1.8 – Структурная карта по отражающему горизонту Ша (подшва верхнеюрских карбонатов)

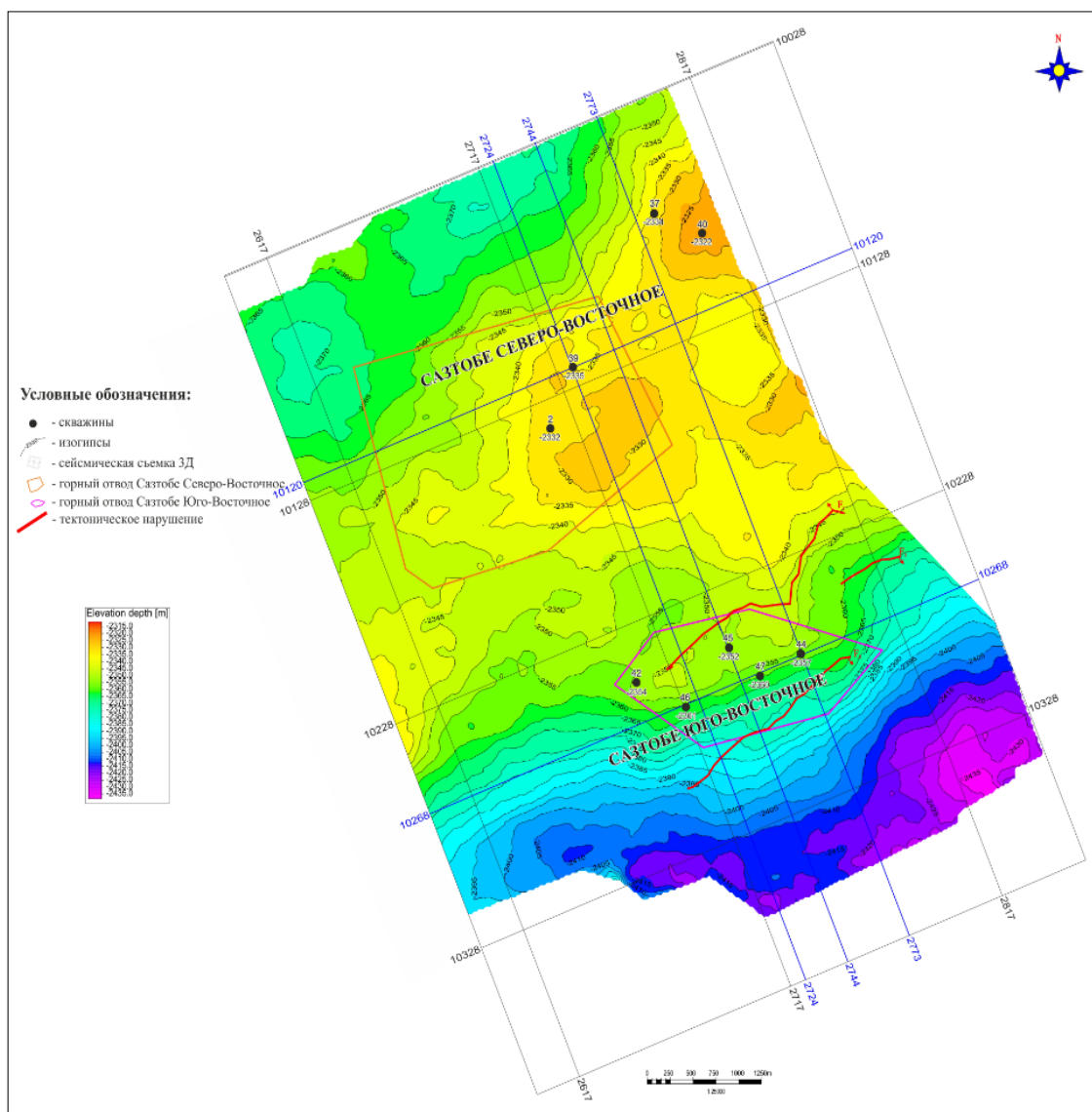


Рис. 2.1.9 – Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва неокома)

Нефтегазоносность

Месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Север-Восточное расположены в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах юго-западной периклинальной части Южно-Эмбинского палеозойского поднятия, непосредственно рядом с месторождениями Елемес, Западный Елемес, Восточный Сазтобе, Южный Сазтобе, Айршагыл и Тасым-Бекболат.

На всех расположенных непосредственно рядом месторождениях нефтегазоносность продуктивных горизонтов связана с отложениями средней юры. Выявленные залежи углеводородов связаны с комбинированными ловушками. В основном это пластово-сводовые залежи, осложненные литологическими и тектоническими экранами. Терригенные отложения юрского комплекса неоднородны по литологическому составу, в связи с чем на рассматриваемой площади наблюдаются замещение коллекторов

глинистыми отложениями, резкая изменчивость эффективных толщин. На месторождениях Тасым-Бекболат, Айршагыл выявлены залежи нефти условно палеозойского возраста.

Помимо интервалов с доказанной продуктивностью интерес представляет также и палеозойский комплекс, продуктивность которого была подтверждена на соседних месторождениях Сазтобе, Толкын, а также относительно недавно пробуренной скважине на участке Айыршагыл, расположенной в схожих геологических условиях. Непосредственно на месторождении Сазтобе Восточный при бурении скважины №1 на уровне кровли палеозойских карбонатов был получен выброс нефти и газа, скважина была признана аварийной, в скважине №5 была получена вода с пленками нефти. На месторождении Сазтобе Северо-Восточное из-за катастрофического поглощения бурового раствора при забое 4034 м бурение скважины № 2 было приостановлено в отложениях верхнего триаса. На изучаемых площадях перспективными являются поднятия сводового типа в карбонатных отложениях нижней перми.

Нефтяное месторождение Сазтобе Юго-Восточное было открыто в 1993 г., где была установлена продуктивность отложений верхнего триаса (Тз), месторождение Сазтобе Северо-Восточное – открыто в 1994 г., где были выявлены нефтяные и газовые залежи в отложениях средней юры (Ю-VIII, Ю-XI, Ю-XII, Ю-XIII).

Вскрытый разрез месторождений Сазтобе Восточное, Сазтобе Северо-Восточное и Сазтобе Юго-Восточное сложен толщей осадочных образований от каменноугольных до четвертичных отложений включительно.

Региональной покрывкой для продуктивной толщи являются отложения оксфордского возраста, представленный глинами, мергелями и известняками.

После ПЗ-2020г. пробурена 2 эксплуатационные скважины №48 во II блоке и №49 в III блоке, которые в настоящее время находятся в добывающем фонде.

Сазтобе Северо-Восточное.

Продуктивный горизонт Ю-VIII.

К горизонту приурочена небольшая газовая залежь. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая. Общая толщина горизонта составляет от 37м (скв. №2) до 58,5м (скв. №40).

Продуктивность залежи установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скв. №39, где были выделены 2 маломощных пласта суммарной толщиной 3,3м.

ГВК принят условно по подошве газонасыщенного пласта в скв. №39 на абсолютной отметке -3023,3м.

С учетом принятого контакта площадь газоносности составляет 176 тыс. м². Высота залежи составляет 9,4 м, размеры - 0,5х0,4 км.

Продуктивный горизонт Ю-IX

Внутри горизонта по результатам материалов геолого-геофизических исследований выделено два пласта: пласт А и пласт Б.

К **пласту А** приурочена газоконденсатная залежь, вскрытая скважиной №39 в интервале глубин 3030,1-3065м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая. Общая толщина пласта составляет от 29,3м (скв. 40) до 36,6м (скв. №39).

Газ в залежи непосредственно не контактирует с водой и отделен от нее глинистой пачкой (5м). Эффективная газонасыщенная толщина составляет 25,6м, эффективная водонасыщенная толщина изменяется от 2,2 (скв. №2) до 4,4 м (скв. №40). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,06 до 0,80 в среднем 0,34, коэффициент расчлененности от 1 до 3, в среднем – 1,6.

В скважине №39 при испытании интервала 3046-3056 м получен приток газа и конденсата дебитами 86 тыс.м³/сут и 24 м³/сут при 5 мм штуцере соответственно. Раздел газ-вода принят на абсолютной отметке -3075,4м.

При этом положении ГВК высота залежи составляет 26 м, размеры - 1,1х0,8км. С учетом принятого контакта площадь газоносности составляет 691 тыс.м².

К **пласту Б** приурочена нефтяная залежь, подстилаемая подошвенной водой в пределах скважины №39. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая. Общая толщина пласта составляет от 31,9м (скв. 40) до 46,5м (скв. №39). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 23,5м, эффективная водонасыщенная толщина изменяется от 2 (скв. №40) до 8,5м (скв. №39). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,06 до 0,69 в среднем 0,32, коэффициент расчлененности от 1 до 4, в среднем – 3.

ВНК определен в скважине №39 на абсолютной отметке -3125,1м по подошве нефтесыщенного пласта по контакту нефть-вода.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 1165 тыс.м². Высота залежи составляет 35,7 м, размеры - 1,4х1,1км.

Продуктивный горизонт Ю-X

К горизонту приурочена нефтяная залежь. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая. Общая толщина горизонта составляет от 18м (скв. №40) до 24,4м (скв. №39).

Продуктивность залежи установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скв. №39, где были выделены 2 маломощных пласта суммарной толщиной 4,9м.

Эффективная водонасыщенная толщина составляет 5,2 м в скв. №2. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,20 до 0,23 в среднем 0,21, коэффициент расчлененности от 2 до 3, в среднем – 2,5.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. №39 на абсолютной отметке -3163,2м. С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 784 тыс. м². Высота залежи составляет 11,1 м, размеры - 1,3х0,8 км.

Продуктивный горизонт Ю-ХП

Внутри горизонта по результатам материалов геолого-геофизических исследований выделено два пласта: пласт А и пласт Б.

К **пласту А** приурочена нефтяная залежь в пределах I блока, вскрытая скважиной №39 в интервале глубин -3207,6-3244,2м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина пласта составляет от 31,3м (скв. 40) до 38,9м (скв. №39). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 19,3 м., эффективная водонасыщенная толщина изменяется от 9,3м (скв. 39) до 17,4м (скв. №37). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,29 до 0,74 в среднем 0,43, коэффициент расчлененности от 1 до 2, в среднем – 1,75.

Продуктивность пласта доказана испытанием в интервале 3198-3213 м, где получен приток безводной нефти дебитом 28 м³/сут на 7 мм штуцере.

По данным промысловой геофизики с учетом результатов опробования водонефтяной контакт по скважине №39 принят на абсолютной отметке -3234,9м по контакту нефть-вода. С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 1657 тыс. м². Высота залежи составляет 27 м, размеры - 1,6х1,2 км.

К **пласту Б** приурочена нефтяная залежь в пределах I блока, вскрытая скважинами №39 и 2 в интервале глубин -3258,2-3308,7м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина пласта составляет от 26,6м (скв. №39) до 30,4м (скв. №40). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет от 5,7 до 11,2 м. Эффективная водонасыщенная толщина изменяется от 1,1 м (скв. 2) до 13,4м (скв. №37). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,25 до 0,42 в среднем 0,37, коэффициент расчлененности от 2 до 5, в среднем – 3.

Опробование в скважине №2 проведено совместно с нижележащим горизонтом Ю-ХП в интервалах 32080-3288, 3299-3304, откуда получен приток нефти дебитом до 118 м³/сут при 5мм штуцере.

В скважине №39 при испытании интервала 3239-3264 м получен приток нефти дебитом 19,8 м³/сут при 5 мм штуцере.

По данным промысловой геофизики с учетом результатов опробования водонефтяной контакт по скважине №2 принят на абсолютной отметке -3308,7м по

контакту нефть-вода. С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 2658 тыс. м². Высота залежи составляет 50,5 м, размеры - 2х1,6 км.

Продуктивный горизонт Ю-ХП

К горизонту приурочена нефтяная залежь в пределах III блока, вскрытая скважиной №2 в интервале глубин -3318,5-3331,4м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина горизонта составляет от 56,1м (скв. №40) до 73,5м (скв. №2). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 11,3м. Эффективная водонасыщенная толщина изменяется от 37,7 м (скв. №2) до 50,1м (скв. №40). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,67 до 0,89 в среднем 0,78, коэффициент расчлененности от 1 до 8, в среднем – 4,5.

В пределах III блока в скважине №2 при совместном опробовании с вышележащим горизонтом Ю-ХП получен приток нефти дебитом до 118 м³/сут.

По данным промысловой геофизики с учетом результатов опробования водонефтяной контакт принят по скважине №2 на абсолютной отметке -3331,4м по контакту нефть-вода.

С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности – 716 тыс. м². Высота залежи составляет 12,9 м, размеры - 1,3х0,9 км.

Сазтобе Юго-Восточное.

Продуктивный пласт Тз-1.

К пласту приурочены нефтяные залежи в пределах II и III блока, ограниченные тремя тектоническими нарушениями субширотного простирания (F₁₃, F₁₄, F₂), в интервале глубин на абсолютных отметках -3356-3447 м.

Общая толщина пласта составляет от 14,4м (скв. №42) до 36,8м (скв. №46). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 10,9 (скв. №44) до 27м (скв. №46). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,53 до 0,82 в среднем 0,73, коэффициент расчлененности от 1 до 4, в среднем – 2,5.

Во II блоке продуктивность пласта установлена опробованием в скважине №45, где из интервала перфорации 3408-3425 м получен приток нефти дебитом 57,6 м³/сут на 5 мм штуцере. Водонасыщенный коллектор выделен в скв. №42. ВНК для II блока определен по данным промысловой геофизики с учетом результатов опробования в скважине №45 на абсолютной отметке -3447,9 м.

Площадь нефтеносности по залежи II блока составляет 813 тыс. м². Исходя из принятого положения ВНК, высота залежи составляет 23 м, размеры - 2х0,5 км. Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически экранированная.

В III блоке продуктивность пласта установлена опробованием в скважине №46, где из интервала перфорации 3385-3418 м дебит нефти составил $156 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере. При опробовании скважины №44 в интервале 3340-3354 м получен безводный приток нефти дебитом $136 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в скважине №47 при совместном опробовании с нижележащим пластом в интервале 3376-3440 м получено $13 \text{ м}^3/\text{сут}$ жидкости через 7 мм штуцер. Максимальный дебит нефти при этом составил $374,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере при совместном опробовании с нижележащим пластом интервалов 3385-3418 м и 3428-3446 м в скважине №46.

Непосредственный раздел залежи нефть-вода в данном блоке не подсечен. В скважине №46 подошва нефтяного пласта встречена на абсолютной отметке -3439,5 м. В скважине №44, гипсометрически расположенной выше, нижняя отметка нефти составляет -3375 м. В этой связи условной контур нефтеносности принят по скважине №46 на глубине -3439,5 м по подошве нефтенасыщенного пласта.

Площадь нефтеносности III блока составляет 1027 тыс. м^2 . Исходя из принятого положения УВНК, высота залежи составляет 83 м, размеры - $2,3 \times 0,6$ км. Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически экранированная.

Продуктивный пласт Т₃₋₂

К пласту приурочены нефтяные залежи в пределах II и III блока ограниченная тремя тектоническими нарушениями субширотного простирания (F_{13} , F_{14} , F_2), в интервале глубин на абсолютных отметках -3381,2-3504,7 м.

Общая толщина пласта составляет от 33,7 м (скв. №44) до 48,4 м (скв. №42). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 22,6 (скв. №44) до 41,4 м (скв. №45). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,67 до 0,9 в среднем 0,76, коэффициент расчлененности от 3 до 4, в среднем – 3,6.

Во II блоке продуктивность пласта установлена опробованием в скважине №45, где из интервала перфорации 3446-3455 м получен приток нефти дебитом $27,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере. В интервале перфорации 3480-3483 получен приток нефти дебитом $1,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. ВНК не установлен и принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №45 с учетом результатов опробования на абсолютной отметке -3504,7 м.

Площадь нефтеносности по залежи II блока составляет 668 тыс. м^2 . Исходя из принятого положения ВНК, высота залежи составляет 45,7 м, размеры $1,6 \times 0,48$ км. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В III блоке продуктивность пласта установлена опробованием в скважине №46, где из интервала перфорации 3428-3446 м дебит нефти составил $40,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере. При опробовании скважины №44 в интервалах 3359-3380 м и 3386-3393 м получен приток

безводной нефти дебитом 62,4 м³/сут и 19,0 м³/сут на 7 мм штуцере соответственно. В скважине №47 по результатам опробования в интервалах 3405-3418 м, 3420-3425 м, 3427-3432 м, 3435-3440 м отмечалось поступление воды.

Непосредственный раздел залежи нефть-вода в данном блоке не подсечен. В скважине №46 подошва нефтяного пласта встречена на абсолютной отметке -3492,3 м. В скважине №44, гипсометрически расположенной выше, нижняя отметка нефти составляет -3412,4 м. В этой связи условной контур нефтеносности принят по скважине №46 на глубине -3492,3 по подошве нефтенасыщенного пласта.

Площадь нефтеносности III блока составляет 1118 тыс. м². Исходя из принятого положения УВНК, высота залежи составляет 111 м, размеры - 2,4х0,6 км. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов

Период изучения	№№ п/п	Залежи	Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, тыс.м ²	Тип коллектора	Средняя эффективная толщина, м	Абсолютная отметка начального положения, м	
								ГВК	ВНК
ПР-2021г/АР-2025г	1	Ю-VIII	-3020	Пластово-сводовые	176	Терригенный, поровый	4,55	-3023,3	-
	2	Ю-IXА	-3080		691		30,1	-3075,4	-
	3	Ю-IXБ	-3130		1165		32,2	-	-3125,1
	4	Ю-X	-3170		784		5,55	-	-3163,2
	5	Ю-XIIА	-3240	Пластово-сводовые тектонически, литологически экранированные	1507		16,5	-	-3234,9
	6	Ю-XIIБ	-3310		2658		10,3	-	-3308,7
	7	Ю-XIII	-3330		716		49,57	-	-3331,4
	8	T ₃ -1	-3440		1840		15,86	-	-3447-3439,5
	9	T ₃ -2	-3460		1786		27,2	-	-3492,3-3504,7

Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов

Период изучения	№№ п/п	Пласт	Блок	№№ скв.	Отметки ГНК, ВНК (м)		
					по ГИС	по опробованию	принятые
ПР-2021г/АР-2025г	1	Ю-VIII	-	2,39,40	-3023,3 (УГВК)	-	-3023,3
	2	Ю-IXА	-	2,39,40	-3075,4 (ГВК)	-3075,3	-3075,4
	3	Ю-IXБ	-	2,39,40	-3125,1 (ВНК)	-	-3125,1
	4	Ю-X	-	2,39,40	-3163,2 (ВНК)	-	-3163,2
	5	Ю-XIIА	I	2,39	-3234,9 (ВНК)	-3232,3	-3234,9
	6		II	37,40	-	-	-
	7	Ю-XIIБ	I	2,39	-3283,6-3308,7 (ВНК)	-3283,3-3306,8	-3308,7
	8		II	37,40	-	-	-
	9	Ю-XIII	I	39	-	-	-
	10		II	37,40	-	-	-
	11		III	2	-3331,4 (ВНК)	-3322,8	-3331,4
	12	T ₃ -1	II	42,45	-3447 (ВНК)	-3445,9	-3447
	13		III	44,46	-3375-3439,5 (ВНК)	-3374,8-3439,5	-3439,5
	14	T ₃ -2	II	42,45	-3504,7 (ВНК)	-3503,9	-3504,7
	15		III	44,46	-3412-3492,3 (ВНК)	-3413,8-3467,3	-3492,3

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты лабораторных исследований керна, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Анализ результатов исследования керна. На дату данного отчета с отбором керна пробурена скважина №49, где пройдено 33 м, вынесено 28,4 м керна или 86,06% от проходки. Керна не анализировался.

Таким образом, всего по месторождению проходка составила 743,39 м, вынос керна – 387,55 м, или 52,13% от проходки. По скважинам №№2, 39, 44, 45, 46, 47, 48 проанализировано 280 образцов керна.

По юрским отложениям проходка с отбором керна составляет 550 м, вынос керна 280,59 м или 51,02% от проходки, изучено 133 образцов керна. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) – 39 ед.

По отложениям верхнего триаса проходка составляет 107,4 м, вынос – 73,21 м или 68,17% от проходки. Проанализировано 121 образцов керна, в том числе кондиционных образцов – 105 ед.

Характеристика отбора керна по скважинам приведена в таблице 2.2.1.

К кондиционным отнесены образцы, обладающие значениями пористости и проницаемости, выше принятых нижних пределов, т.е. $K_p \text{ гр} = 11,3\%$ и $K_{пр} \text{ гр} = 1 \text{ мД}$.

В литологическом отношении продуктивные горизонты юры представлены песчаниками серыми, светло-серыми, тонко-мелкозернистыми, среднесцементированными, с включениями органических остатков; редко конгломератами светло-серыми, средне-крупнозернистыми, на песчаном цементе. Встречаются тонкие пропластки аргиллита.

Триасовые горизонты представлены песчаниками серыми, темно-серыми, зеленовато-серыми, разномзернистыми, сцементированными на глинистом цементе порово-контактного типа, с включениями обуглившихся растительных остатков; алевролитами серовато-черными, местами светло-зелеными с многочисленными включениями глауконита, мелкозернистыми, крепкосцементированными на глинистом цементе; редко конгломератами серыми, зеленовато-серыми, крупно-среднегалечными, иногда мелкогалечными, кварцево-кремнистыми, крепкосцементированными на песчаном цементе.

Тип коллектора – поровый.

Таблица 2.2.1 - Характеристика отбора керна

№ скв	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных образцов	Отбор керна в юрских отложениях			Образцы, отобранные в юрских отложениях	Кондиционные образцы	Отбор керна в верхнетриасовых отложениях			Образцы, отобранные в триасовых отложениях	Кондиционные образцы
	Проходка	Вынос керна от проходки			Проходка	Вынос керна от проходки				Проходка	Вынос керна от проходки			
	м	м	%		м	м	%			м	м	%		
Сазтобе Северо-Восточное														
2	93	36.6	39.35	21	49	26.35	53.78	4	-	3	1.5	50	5	2
37	15	13	86.67	-	15	13	86.67	-	-	-	-	-	-	-
39	192	111.3	57.97	53	185	104.8	56.65	53	7	-	-	-	-	-
40	55	36	65.45	-	44	31.5	71.59	-	-	7	1.7	24.29	-	-
Сазтобе Юго-Восточное														
44	144	62	43.06	12	119	49.1	41.26	7	2	8	2.7	33.75	2	-
45	125	40	32	32	119	40	33.61	32	8	6	-	-	-	-
46	24	9.5	39.58	28	7	4	57.14	17	6	-	-	-	-	-
47	20.89	9.41	45.05	13	-	-	-	-	-	20.89	9.41	45.05	13	6
48	41.5	41.34	99.61	121	12	11.84	98.67	20	16	29.5	29.5	100	101	97
49	33	28.4	86.06	-	-	-	-	-	-	33	28.4	86.06	-	-
Всего по мест-ю:	743.39	387.55	52.13	280	550	280.59	51.02	133	39	107.4	73.21	68.17	121	105

Анализ оценки ГИС. За отчетный период на месторождении пробурена одна новая скважина №49 (Сазтобе Юго-Восточное).

Бурение в новой скважине осуществлялось с использованием полимерного раствора с плотностью 1,08 г/см³, сопротивлением 0,36 Ом и вязкостью 35 с.

Комплексные геофизические исследования в скважине №49 проводились сервисной компанией ТОО «Анега-Казахстан» и включал запись в открытом стволе следующих методов: стандартный каротаж (КС), потенциал собственной поляризации (СП), гамма каротаж (ГК), спектральный гамма каротаж (СГК), нейтронный каротаж (ННКт), боковой каротаж (БК), микрозондирование (МКЗ), многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ), акустический каротаж (АК), гамма-гамма каротаж плотностной (ГГКп), кавернометрия (КВ), термометрия, инклинометрия.

Виды и объемы ГИС в закрытом стволе. За период 01.01.2025г. – 01.01.2026г. в скважине №48 сервисной компанией ТОО «УзеньГеоСервис» было проведено исследование с целью определения профиля притока прибором Кса-Т12-38, содержащий в себе набор датчиков: термометр, манометр, индикатор притока. По результатам исследования, основные интервалы притока: 3380 – 3385.6м, 3425.6 – 3430.4 м, слабоработающие интервалы: 3404.6 – 3409.2 м, 3440.7 – 3446.5м.

Так же сервисной компанией ТОО «Анега-Казахстан» был проведен акустический контроль цементирования в скважине №49. Контакт с колонной – преимущественно сплошной, что указывает на хорошее сцепление цемента с колонной, контакт с породой преимущественно неопределенный (51,94%), сплошной контакт с породой (30,69%), частичный (17,37%).

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

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

Определение объемной глинистости проводилось по методу гамма каротажа, по двойному разностному параметру.

При определении эффективной пористости использовался комплекс кривых $K_{п}^{общ}$ НГК, АК и ГГКп.

Коэффициент водонасыщенности (Кв) по данным ГИС был определен по уравнению Арчи.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим

рекомендациям, кривые ГИС удовлетворительного качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

Рекомендуется продолжить проведение промыслово-геофизических исследований приборами PLT. Данный метод рекомендуется проводить, главным образом, в добывающих скважинах, расположенных вблизи нагнетательных, а также в скважинах, находящихся в приконтурной зоне ВНК, либо вскрывающих горизонты, в которых ведется интенсивная разработка продуктивных пластов. Для определения текущей нефтенасыщенности продолжить исследования методами ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж).

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин с учетом новых данных представлена в таблицах 2.2.2, 2.2.3.

Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина, м	Наимено-вание	Сазтобе Северо-Восточное							Сазтобе Юго-Восточное	
		Горизонты								
		Ю-VIII	Ю-IXА	Ю-IXБ	Ю-X	Ю-XIIА	Ю-XIIБ	Ю-XIII	T ₃₋₁	T ₃₋₂
Общая	Средняя, м	11,4	35,1	44,2	8,6	21,2	23,3	61	22,5	40,3
	Коэффициент вариации, д.ед	-	-	-	-	0,42	0,34	0,13	0,43	0,33
	Интервалы изменения, м	9,4-13,4	-	-	6,2-11,1	14,8-36,6	10,3-31,3	50,1-71,8	10,6-37,4	31,2-46,9
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	23,7	4,9	19,3	8,2	6,9	19,5	30
	Коэффициент вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,17	0,63	0,45	0,33
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	-	6,8-9,6	2,5-11,3	8,2-37,4	15,5-41,4
Газонасыщенная	Средняя, м	3,3	26,5	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Водонасыщенная	Средняя, м	5,8	3,6	8,5	6,2	11,6	12,55	46,1	11,8	-
	Коэффициент вариации, д.ед	-	-	-	-	0,28	0,06	0,12	-	-
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	9,3-17,4	11,7-13,4	37,7-53,2	-	-
Эффективная	Средняя, м	4,55	30,1	32,2	5,55	16,5	10,3	49,57	19,5	30
	Коэффициент вариации, д.ед	-	-	-	-	0,46	0,24	0,05	0,45	0,33
	Интервалы изменения, м	3,3-5,8	-	-	4,9-6,2	9,8-28,6	6,8-13,4	46-53,2	8,2-37,4	15,5-41,4

Таблица 2.2.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)

Горизонт	Количество скважин	Коэффициент песчаности			Коэффициент расчлененности		
		Среднее значение	Интервал изменения	Коэфф. вариации	Среднее значение	Интервал изменения	Коэфф. вариации
Ю-VIII	2	0,13	0,09-0,16	-	2,5	2-3	-
Ю-IXA	1	0,82	-	-	2	-	-
Ю-IXБ	1	0,69	-	-	4	-	-
Ю-X	2	0,09	0,09-0,09	-	1,5	1-2	-
Ю-XIIA	4	0,4	0,2-0,7	0,51	1,5	1-2	0,24
Ю-XIIB	4	0,35	0,25-0,41	0,18	2,8	2-4	0,1
Ю-XIII	4	0,78	0,67-0,89	0,11	4,5	1-8	0,6
T ₃ -1	6	0,77	0,4-0,92	0,45	2,6	1-4	0,39
T ₃ -2	5	0,70	0,35-0,90	0,38	4,3	3-6	0,3

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

Таблица 2.2.4 – Сравнение характеристики коллекторских свойств и газонефтенасыщенности горизонта

Метод определения	Наименование	ДПР-2026г.					
		Проницаемость в нефтяной части, мкм ² *10 ⁻³	Проницаемость в газовой части, мкм ² *10 ⁻³	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Пористость в газовой части, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Начальная газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-VIII							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	-	1	-	1
	Количество определений, шт.	-	2	-	2	-	2
	Среднее значение	-	11,18	-	0,15	-	0,554
	Коэффициент вариации	-	0,281	-	0,046	-	0,033
	Интервал изменения	-	8,1-14,4	-	0,15-0,16	-	0,54-0,57
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-IXA							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	-	1	-	1
	Количество определений, шт.	-	2	-	2	-	2
	Среднее значение	-	28,79	-	0,172	-	0,640
	Коэффициент вариации	-	0,136	-	0,033	-	0,012

	Интервал изменения	-	12,4-29,7	-	0,15-0,17	-	0,61-0,64
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-IXБ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	1	-
	Количество определений, шт.	4	-	4	-	4	-
	Среднее значение	12,88	-	0,149	-	0,53	-
	Коэффициент вариации	1,36	-	0,080	-	0,136	-
	Интервал изменения	6,5-85,8	-	0,14-0,19	-	0,49-0,74	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-Х							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	1	-
	Количество определений, шт.	2	-	2	-	2	-
	Среднее значение	9,93	-	0,141	-	0,589	-
	Коэффициент вариации	0,354	-	0,038	-	0,085	-
	Интервал изменения	5,5-12,7	-	0,13-0,15	-	0,53-0,63	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-ХПА							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	1	-
	Количество определений, шт.	2	-	2	-	2	-
	Среднее значение	6,50	-	0,144	-	0,477	-
	Коэффициент вариации	0,248	-	0,032	-	0,166	-
	Интервал изменения	5,7-9,9	-	0,13-0,15	-	0,44-0,65	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	17,1	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,9	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	4-36	-	-	-	-	-

Ю-ХІІБ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	-	-
	Количество определений, шт.	2	-	2	-	-	-
	Среднее значение	82,3	-	0,19	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,960	-	0,054	-	-	-
	Интервал изменения	3,25-161,3	-	0,18-0,20	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	2	-
	Количество определений, шт.	8	-	8	-	8	-
	Среднее значение	28,82	-	0,152	-	0,629	-
	Коэффициент вариации	1,183	-	0,118	-	0,138	-
	Интервал изменения	4,9-106,9	-	0,12-0,18	-	0,53-0,80	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	17,1	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,9	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	4-36	-	-	-	-	-
Ю-ХІІІ							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	-	-
	Количество определений, шт.	9	-	11	-	-	-
	Среднее значение	2,50	-	0,13	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,735	-	0,051	-	-	-
	Интервал изменения	1,09-6,8	-	0,12-0,14	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	1	-	1	-
	Количество определений, шт.	5	-	5	-	5	-
	Среднее значение	6,60	-	0,141	-	0,505	-
	Коэффициент вариации	0,329	-	0,074	-	0,070	-
	Интервал изменения	3,76-8,58	-	0,12-0,15	-	0,44-0,56	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	17,1	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,9	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	4-36	-	-	-	-	-
Тз-1							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	2	-	-	-
	Количество определений, шт.	67	-	67	-	-	-
	Среднее значение	499,1	-	0,163	-	-	-
	Коэффициент вариации	2,582	-	0,144	-	-	-
	Интервал изменения	1,0-5972,3	-	0,126-0,218	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	5	-	6	-	5	-
	Количество определений, шт.	16	-	22	-	16	-
	Среднее значение	188,56	-	0,176	-	0,826	-
	Коэффициент вариации	0,645	-	0,086	-	0,061	-
	Интервал изменения	26,4-363,1	-	0,13-0,20	-	0,72-0,88	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	3	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	18	-	-	-	-	-
	Среднее значение	13,8	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,85	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,4-38,8	-	-	-	-	-

<i>T₃₋₂</i>							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	-	3	-	-	-
	Количество определений, шт.	36	-	38	-	-	-
	Среднее значение	8,89	-	0,189	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,138	-	0,146	-	-	-
	Интервал изменения	1,22-35,03	-	0,124-0,231	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	5	-	6	-	5	-
	Количество определений, шт.	15	-	21	-	15	-
	Среднее значение	40,1	-	0,147	-	0,731	-
	Коэффициент вариации	0,895	-	0,165	-	0,107	-
	Интервал изменения	3,95-116,1	-	0,11-0,19	-	0,58-0,83	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	3	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	18	-	-	-	-	-
	Среднее значение	13,8	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,85	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,4-38,8	-	-	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Северо-Восточное

Горизонт Ю-VIII (газонасыщенный). Коллектора не освещены анализами керна. Значение пористости по ГИС варьирует в интервале 0,15-0,16 доли ед., в среднем составляя 0,15 доли ед., значение проницаемости меняется от 8,1 до $14,4 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя $11,18 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Значение газонасыщенности изменяется в интервале – 0,54-0,57 доли ед., в среднем – 0,55 доли ед.

Горизонт Ю-IXA (газонасыщенный) не освещен кондиционными анализами керна. Значение пористости по двум определениям ГИС составляет 0,15 и 0,17 доли ед., в среднем – 0,17 доли ед., значение проницаемости – 12,4 и $29,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем – $28,79 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Среднее значение газонасыщенности равно 0,64 доли ед.

Горизонт Ю-IXB (нефтенасыщенный). Керна в данном горизонте не анализировались.

Пористость по данным ГИС изменяется в интервале 0,14-0,19 доли ед., в среднем равен 0,15 доли ед., соответственно, проницаемость изменяется в интервале 6,5-85,8 $\cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя $12,88 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,53 доли ед., изменяясь от 0,49 до 0,74 доли ед.

Горизонт Ю-X (нефтенасыщенный). Керна в данном горизонте не анализировались.

Пористость по данным ГИС в нефтяной части в среднем составляет 0,141 доли ед. Проницаемость в среднем равен $9,93 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Среднее значение нефтенасыщенности равно 0,589 доли ед.

Горизонт Ю-XIIA (нефтенасыщенный). Коллектора анализами керна не освещены.

Пористость по данным ГИС в среднем составляет 0,144 доли ед. Проницаемость в среднем равен $6,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение нефтенасыщенности равно 0,477 доли ед.

Проницаемость по трем определениям ГДИС составляет $17,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Горизонт Ю-ХІІБ (нефтенасыщенный). По 2 образцам керна пористость составляет 0,18 и 0,20 доли ед., в среднем – 0,19 доли ед., проницаемость 3,25 и $161,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем – $82,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Пористость по данным ГИС изменяется в интервале 0,12-0,18 доли ед., в среднем равен 0,152 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 4,9- $106,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $28,82 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,629 доли ед.

Горизонт Ю-ХІІІ (нефтенасыщенный). По данным керна пористость изменяется от 0,12 до 0,14 доли ед., составляя в среднем – 0,13 доли ед., проницаемость изменяется от 1,09 до $6,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем – $2,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Пористость по данным ГИС составляет в среднем 0,141 доли ед., проницаемость в среднем равен $6,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Значение нефтенасыщенности в среднем равно 0,51 доли ед.

Сазтобе Юго-Восточное

Горизонт Тз-1 (нефтенасыщенный) по 67 образцам керна характеризуется открытой пористостью, изменяющейся в пределах 0,126-0,218 доли ед., составляя в среднем 0,163 доли ед., проницаемостью в пределах $1,0$ - $5972,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, составляющей в среднем – $499,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Пористость по данным ГИС изменяется в интервале 0,13-0,20 доли ед., в среднем равен 0,176 доли ед., соответственно, проницаемость изменяется в интервале 26,4- $363,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $188,56 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,826 доли ед.

Проницаемость по данным ГДИС в среднем составляет $13,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, изменяется в интервале $0,4$ - $38,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Горизонт Тз-2 (нефтенасыщенный). Пористость по данным керна изменяется в интервале 0,124-0,231 доли ед., составляя в среднем 0,189 доли ед., проницаемость в интервале – $1,22$ - $35,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, составляя в среднем $8,89 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Значение пористости по данным ГИС меняется от 0,11 до 0,19 доли ед., в среднем составляя 0,147 доли ед., проницаемость меняется от 3,95 до $116,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем равен $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение нефтенасыщенности равно 0,731 доли ед.

Проницаемость по данным ГДИС в среднем составляет $13,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, изменяется в интервале $0,4$ - $38,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Для гидродинамических расчетов принимается Кп по ГИС, 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.

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

В таблице 2.2.5 приведены статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов.

Таблица 2.2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости продуктивных горизонтов

Интервал изменения (*10 ⁻³ мкм ²)	Число случаев								
	Ю-VIII	Ю-IXА	Ю-IXБ	Ю-X	Ю-XIIА	Ю-XIIБ	Ю-XIII	Т ₃ -1	Т ₃ -2
	Северо-Восточное							Юго-Восточное	
По данным ГИС									
1-10	1	-	2	1	2	4	5	-	3
10-100	1	2	2	1	-	3	-	8	11
100-200	-	-	-	-	-	1	-	6	1
200-300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300-400	-	-	-	-	-	-	-	1	-
По данным лабораторного изучения керна									
1-10	-	-	-	-	-	1	9	15	26
10-100	-	-	-	-	-	-	-	35	10
100-200	-	-	-	-	-	1	-	2	-
200-300	-	-	-	-	-	-	-	1	-
300-400	-	-	-	-	-	-	-	2	-
400-500	-	-	-	-	-	-	-	1	-
500-600	-	-	-	-	-	-	-	1	-
600-700	-	-	-	-	-	-	-	1	-
700-800	-	-	-	-	-	-	-	1	-
800-900	-	-	-	-	-	-	-	-	-
900-1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1000-2000	-	-	-	-	-	-	-	3	-
2000-3000	-	-	-	-	-	-	-	1	-
3000-4000	-	-	-	-	-	-	-	1	-
4000-5000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5000-6000	-	-	-	-	-	-	-	3	-

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

На дату составления настоящего отчета была дополнительно отобрана и изучена одна поверхностная проба нефти, отобранная из скважины №45 и одна глубинная проба из скважины №48. Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти, товарных свойств нефти и анализы газа, растворенного в нефти, проводились в физико-химических лабораториях «КазНИПИМунай», г.Актау, АО «НИПИнефтегаз», г.Актау, КазНИГРИ, г.Атырау, ТОО НИИ «КМГ», г.Атырау.

Результаты лабораторных исследований параметров пластовой и поверхностной нефти, компонентного состава растворенного газа по скважинам приведены в табличных приложениях (табл. П.2.3.1 и П.2.3.4). Свойства нефти и газа в пластовых и поверхностных условиях по продуктивным горизонтам и их диапазон изменения по объектам приведены в таблицах 2.3.1-2.3.3.

2.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях

Сазтобе Юго-Восточное

Свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 9 пробам, отобранным из скважин №№44, 45, 46 и 48 а также определен компонентный состав выделившегося газа.

Горизонт Т₃.

Нефть является легкой, малосмолистой, парафинистой и малосернистой.

Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 822,4 до 859,9 кг/м³, в среднем составляя 836,9 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 4,9 мм²/с и при 50°C – 2,4 мм²/с. Содержание парафина в нефти изменяется от 0,14 до 4,32%, в среднем составляет 1,8%. Содержание серы колеблется от 0,21 до 0,62%, в среднем составляя 0,5%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 5,8 и 0,4% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 58,1%.

Сазтобе Северо-Восточное

Свойства нефти в поверхностных условиях изучены по пяти пробам, отобранным из скважин №№2, 39, а также определен компонентный состав выделившегося газа. Нефть является легкой, малосмолистой, парафинистой и малосернистой.

Горизонт Ю-ХII-ХIII

Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 809,9 до 835,9 кг/м³, в среднем составляя 822,9 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 3,48 мм²/с и при 50°C – 2,03 мм²/с. Содержание парафина в нефти изменяется от 0,95 до 3,49%, в среднем составляет 2,22%. Содержание серы колеблется от 0,42 до 0,67%, в среднем составляя 0,55%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 4,25 и

0,04% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 50%.

2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Сазтобе Юго-Восточное

Продуктивный горизонт Т₃

На дату составления настоящего отчета было дополнительно отобрана 1 глубинная проба из скважины №48. В целом физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам 4 глубинных проб из скв. №№46 (Т₃-1), 48 (Т₃-1+2) и 2 рекомбинированным пробам из скв. №44 (Т₃-1+2). Проба из скв. №44 выявлена как не репрезентативная, и не учтена при анализе. Принятые параметры по горизонту по доверительным пробам следующие.

По результатам исследований плотность пластовой нефти в среднем составляет 677,8 кг/м³ при средней пластовой температуре 105°C. Давление насыщения нефти газом меняется от 18,1 до 30,2 МПа, в среднем составляя 22,5 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании изменяется от 164,9 до 356,3 м³/т, в среднем составляя 218,8 м³/т. Величина объемного коэффициента варьирует от 1,410 до 1,941 в среднем составляя 1,534. Динамическая вязкость нефти колеблется от 0,3 до 0,5 мПа*с, в среднем составляя 0,4 мПа*с.

Исследования физико-химических свойств нефти в пластовых условиях по юрским продуктивным горизонтам месторождения Сазтобе Северо-Восточное не проводились. Поэтому согласно отчету «Пересчет запасов углеводородного сырья месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное по состоянию на 02.01.2020г.» свойства пластовой нефти приняты по аналогии с месторождением Сазтобе Юго-Восточное.

2.3.3 Состав и свойства растворенного газа

По классификации газ триасового горизонта месторождения Сазтобе Юго-Восточное является «жирным», низкоуглекислым и низкоазотистым. Основным компонентом газа является метан, содержание которого в среднем составляет 74,1% моль, содержание этана в газе – 7,7% моль. Содержание углекислого газа и азота в среднем составляет 1,4 и 2,2% соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Плотность газа составляет 0,845 г/дм³.

Газ месторождения Сазтобе Северо-Восточное юрского горизонта Ю-ХПА является «полужирным», низкоуглекислым и низкоазотистым. Основным компонентом газа является метан, содержание которого в среднем составляет 85,11% моль. Этана в газе – 4,73% моль, пропана – 2,08% моль. Содержание углекислого газа и азота в среднем

составляет 0,53 и 2,85% моль соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Плотность газа составляет 0,854 г/дм³.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Сазтобе Юго-Восточное			Сазтобе Северо-Восточное*				
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
Кинематическая вязкость при 20°С, мм²/с		4	9	3,1-8,8	4,9	2	2	2,49-4,47	3,48
50°С		4	7	1,85-3,66	2,4	2	2	1,62-2,43	2,03
Температура застывания, °С		4	6	-36 - -20	-24,8	2	2	-	-20
Содержание, %	Серы	4	7	0,21-0,74	0,5	2	2	0,42-0,67	0,55
	Смолы	4	7	3,1-9,80	5,8	2	2	2,25-6,24	4,25
	Асфальтенов	4	5	0,34-0,42	0,4	2	2	0,03-0,05	0,04
	Парафинов	4	7	0,14-4,32	1,8	2	2	0,95-3,49	2,22
Фракционный состав, %	НК	4	8	48-120	75,9	2	2	62-65	63,5
	до 200 °С	4	9	18-46	33,8	2	2	35,2-42,8	39,0
	до 300 °С	4	9	45-72	58,1	2	2	45,0-55,0	50,0
Плотность, кг/м³		4	8	822,4-859,9	836,9	2	2	809,9-835,9	822,9

*– отмеченные горизонты не претерпели изменения и остались на уровне предыдущего проекта.

Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Сазтобе Юго-Восточное				Сазтобе Северо-Восточное			
	Триасовый горизонт				Юрский горизонт			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Давление насыщения газом, МПа	3	5	18,1-30,2	22,5	-	-	-	22,5
Газосодержание, м ³ /т	3	5	164,9-295	218,8	-	-	-	218,8
Объёмный коэффициент, д.ед.	3	5	1,41-1,94	1,534	-	-	-	1,534
Плотность, кг/м ³	3	5	601-706,8	677,8	-	-	-	677,8
Вязкость, мПа*с	3	5	0,31-0,54	0,4	-	-	-	0,4
Пластовая температура, °C	3	5	103-109	105	-	-	-	105

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав газа, выделившегося при однократном разгазировании пластовой нефти, % мол.

Наименование	Сазтобе Юго-Восточное *				Сазтобе Северо-Восточное*			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Азот	3	6	1,0-3,5	2,2	1	3	2,16-3,53	2,85
Углекислый газ	3	6	0,14-2,58	1,4	1	3	0,48-0,59	0,53
Метан	3	6	66,44-84,2	74,1	1	3	81,06-89,1	85,11
Этан	3	6	4,8-9,50	7,7	1	3	4,58-4,91	4,73
Пропан	3	6	4,37-8,27	6,1	1	3	1,81-2,4	2,08
Изобутан	3	6	1,12-2,5	1,8	1	3	0,35-0,89	0,59
н-бутан	3	6	1,5-4,29	2,9	1	3	0,63-1,97	1,19
C ₅ +высшие	3	6	0,7-6,11	3,9	1	3	0,79-5,35	2,95
Плотность газа при стандартных условиях, г/дм ³	3	6	0,737-1,134	0,945	1	3	0,773-0,945	0,854

*– отмеченные горизонты не претерпели изменения и остались на уровне предыдущего проекта

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

На дату составления настоящего отчета на месторождении Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное отбор проб воды не проводился, соответственно параметры свойств вод остаются без изменения. Лабораторными исследованиями было охвачено 6 представительных проб воды: по месторождению Сазтобе Северо-Восточное из юрского горизонта - 2 пробы; Сазтобе Юго-Восточное - 4 пробы из триасового горизонта. Физико-химические исследования проб воды проводились в лаборатории «НИПИнефтегаз» и «КМГИнжиниринг». В таблице 2.3.4 приведены результаты анализов проб воды, даны диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, pH и т.д.

Величина общей минерализации воды юрских отложений месторождения Сазтобе Северо-Восточное меняется от 226,5 до 265,7 г/дм³, в среднем составляя 246,1 г/дм³. Плотность воды меняется от 1,152 до 1,178 г/см³, в среднем составляет 1,165 г/см³. Воды жесткие, жесткость в среднем составляет 625 мг/дм³.

Пластовые воды триасовых отложений месторождения Сазтобе Юго-Восточное охарактеризованы 4 пробами воды из скважин №№44, 45, 46. Воды относятся к крепким рассолам хлоркальциевого типа. Величина общей минерализации воды в среднем составляет 230,4 г/дм³ при диапазоне изменения от 201 до 263,1 г/дм³. Плотность воды в среднем составляет 1,154 г/см³. pH среда воды в среднем составляет 4,9.

Таблица 2.3.4 – Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта

№№ п/п	Характеристика и содержание		АР-2025г/ДПР- 2026г				АР-2025г/ДПР- 2026г			
			Сазтобе Северо-Восточное				Сазтобе Юго-Восточное			
			Ю-ХП-ХП				ТЗ-1			
			Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв	проб			скв	проб		
1	Газосодержание, м ³ /м ³		-	-	-	-	-	-	-	-
2	Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-	-	-	-	-
3	Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-	-	-	-	-
4	Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-	-	-	-	-
5	Объемный коэффициент, доли ед.		-	-	-	-	-	-	-	-
6	Плотность, кг/м ³		2	2	1152-1178	1165	4	4	1136-1163	1154
7	Вязкость, мПа·с		-	-	-	-	-	-	-	-
8	Общая минерализация, г/дм ³		2	2	226,5-265,7	246,1	4	4	201-263,1	230,4
9	Водородный показатель (рН)		-	-	-	-	4	4	3,6-6,2	4,9
10	Примеси, мг/дм ³		-	-	-	-	-	-	-	-
11	Содержание ионов, мг/дм ³	Cl ⁻	2	2	137420-160034	148727,0	4	4	123489-160034	141524,0
12		SO ₄ ²⁻	2	2	271,6-757,2	514,4	1	1	28,8	28,8
13		HCO ₃ ⁻	2	2	97,6-128,1	112,9	4	4	34-146,4	75,5
14		Ca ²⁺	2	2	7000-10000	8500,0	4	4	5611-13427	11054
15		Mg ²⁺	2	2	2400-2400	2400,0	4	4	2067-3000	2521
16		Na ⁺ +K ⁺	2	2	76290-95408,9	85849,4	4	4	69765-87864	75232,5

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: капиллярного давления, коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости.

Специальные исследования выполнены по скважине №48 в лаборатории АФ ТОО «КМГ Инжиниринг». Далее приводится анализ результатов экспериментов.

Оценка остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии. Для измерения электрических свойств породы с определением кривой капиллярного давления использовали систему PLS-200 с четырьмя гидростатическими кернодержателями для образцов диаметром 38 мм (1,5 дюйма). Исследования выполнены на 3 образцах из горизонта Ю-VIII, 32 образцах из продуктивного горизонта Тз-1 и 5 образцах из продуктивного горизонта Тз-2.

Для каждого образца по продуктивным горизонтам построены графики зависимости капиллярного давления и насыщенности. На рисунках 2.4.1-2.4.3 показаны профили водонасыщенности, полученные по кривым измеренного капиллярного давления.

Результаты исследования капиллярного давления приведены в таблице 2.4.1. Среднее значение остаточной водонасыщенности приведено по продуктивным горизонтам.

Таблица 2.4.1 – Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны

Горизонт	Количество образца	Пористость, %	Проницаемость, мД	Остаточная водонасыщенность, доли ед.
Ю-VIII	3	11,1-17,2	2,68-190,76	0,31-0,56
Тз-1	32	14,9-21,8	24,69-5972,29	0,12-0,46
Тз-2	5	21,4-23,1	15,45-35,03	0,42-0,49

Согласно таблице 2.4.1, образцы отобранные в **Ю-VIII горизонте**, характеризуются пористостью от 11,1 до 17,2%, проницаемостью от 2,68 до 190,76 мД, при этом имеют остаточную водонасыщенность от 0,31 до 0,56 доли ед. (рис.2.4.1).

По **горизонту Тз-1** образцы характеризуются значениями пористости, изменяющиеся от 14,9 до 21,8 %, проницаемости – от 24,69 до 5972,29 мД, при этом остаточная водонасыщенность составила от 0,12 до 0,46 доли ед. (рис.2.4.3).

Образцы, отобранные в **горизонте Тз-2**, имеют диапазон изменения пористости от 21,4 до 23,1%, проницаемости от 15,45 до 35,03 мД, значение остаточной водонасыщенности составило 0,42 до 0,49 доли ед. (рис.2.4.2).

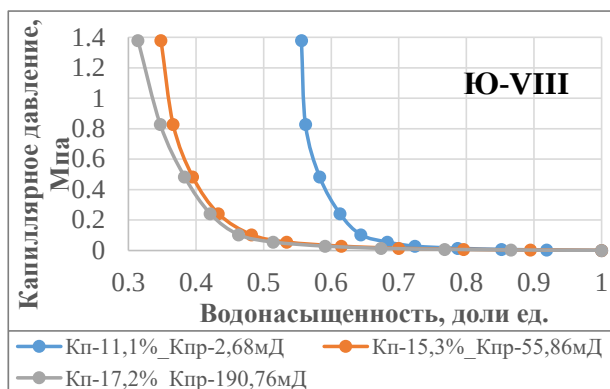


Рис. 2.4.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности по горизонту Ю-VIII

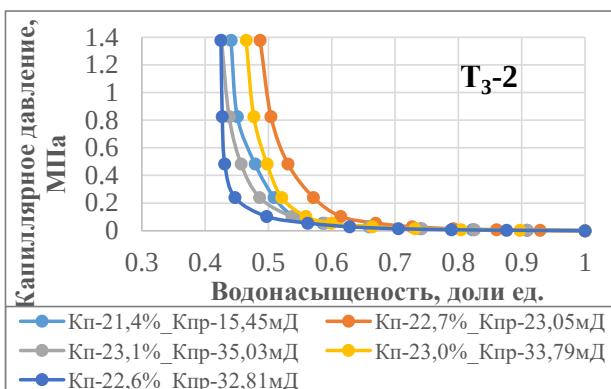


Рис. 2.4.2 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности по горизонту Т3-2

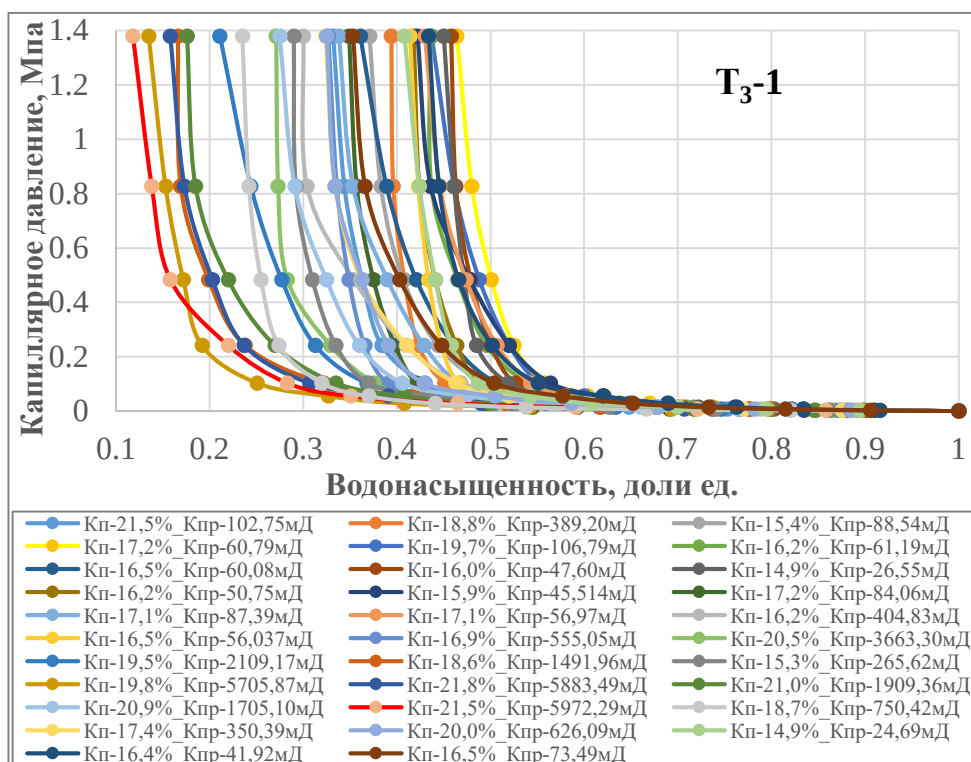


Рис. 2.4.3 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности по горизонту Т3-1

Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода и вытеснение нефти водой. Всего для исследования было взято 50 образцов керна. Эксперименты выполнялись при условии $P_{пл}=35$ МПа, $T_{пл}=101^{\circ}\text{C}$.

В горизонте Ю-VIII по 16 образцам керна остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,39-0,58, в среднем – 0,49 доли ед; остаточная нефтенасыщенность составила от 0,19 до 0,25 доли ед., в среднем – 0,21 доли ед.; коэффициент вытеснения равен от 0,52 до 0,69 доли ед., в среднем 0,58 доли ед.

В горизонте Т3-1 по 20 образцам керна остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,30-0,64, в среднем – 0,45 доли ед; остаточная нефтенасыщенность составила от 0,19 до 0,31 доли ед., в среднем – 0,22 доли ед.; коэффициент вытеснения равен от 0,42 до 0,71 доли ед., в среднем 0,59 доли ед.

В горизонте Т₃-2 по 14 образцам керна остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,425-0,62, в среднем – 0,52 доли ед; остаточная нефтенасыщенность составила от 0,17 до 0,23 доли ед., в среднем – 0,21 доли ед.; коэффициент вытеснения равен от 0,49 до 0,70 доли ед., в среднем 0,56 доли ед.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости (рис. 2.4.4-2.4.6) и результаты исследования смачиваемости методом Амотта, проведенные на 25 образцах керна, характеризуют породу как гидрофильные.

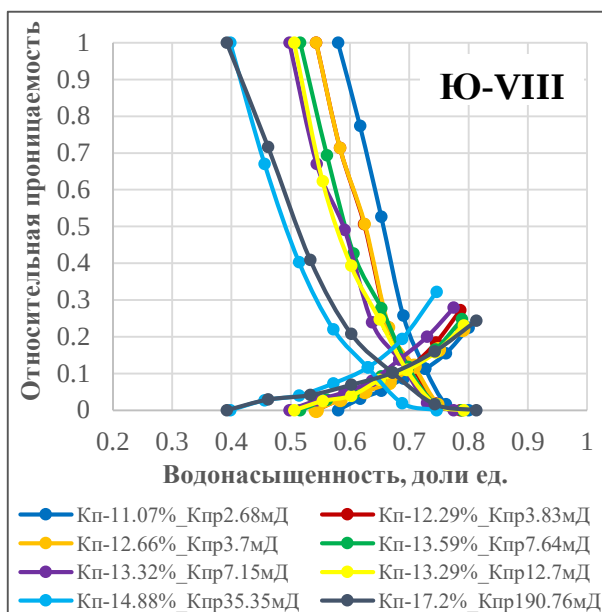


Рис. 2.4.4 – Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, горизонт Ю-VIII

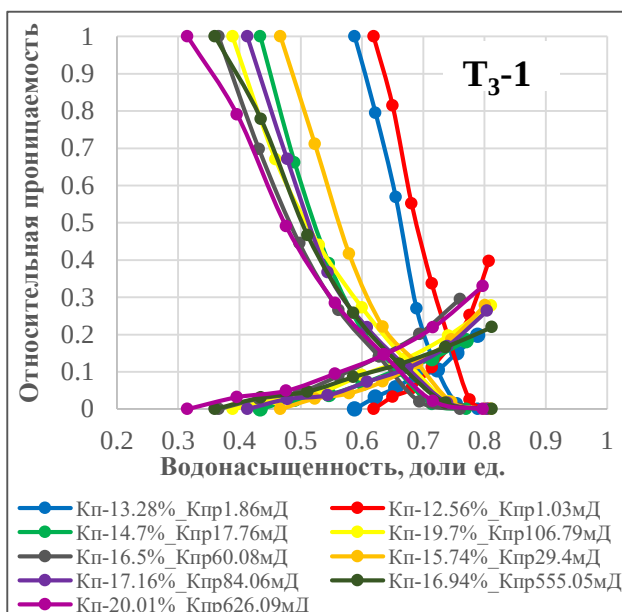


Рис. 2.4.5 – Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, горизонт Т₃-1

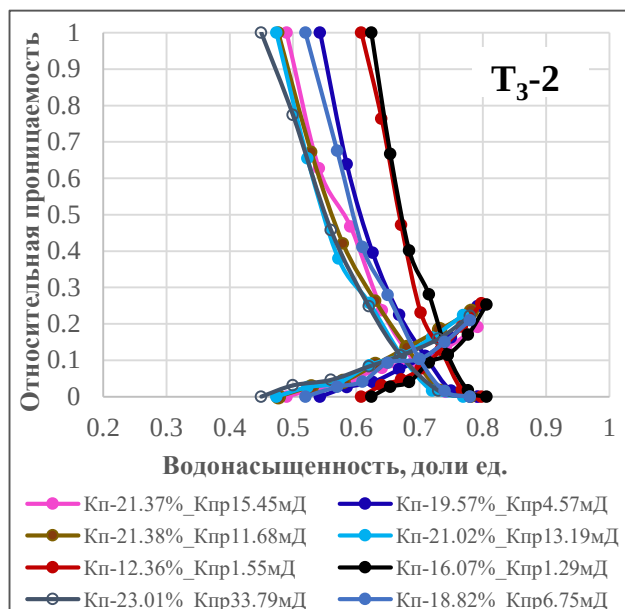


Рис. 2.4.6 – Кривые относительных проницаемостей для системы вода-нефть, горизонт Т₃-2

Характеристика вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Характеристика вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Объекты разработки	Горизонты	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефре(газо)насыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
									для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
Сазтобе Юго-Восточное										
-	Ю-VIII	ЧВЗ	Количество определений, шт.	16	16	16	16	16	8	8
			Среднее значение	26,2	0,49	0,79	0,21	0,58	0,254	1
			Интервал изменения	2,68-190,8	0,39-0,58	0,75-0,81	0,19-0,25	0,53-0,69	0,22-0,322	-
I	Т ₃ (1+2)	ЧНЗ	Количество определений, шт.	34	34	34	34	34	17	17
			Среднее значение	66,35	0,48	0,79	0,21	0,58	0,578	1
			Интервал изменения	1-626,1	0,30-0,64	0,69-0,83	0,17-0,31	0,42-0,71	0,423-0,708	-

Таким образом, на месторождении для продуктивных горизонтов методом капиллярметрии выполнено определение остаточной водонасыщенности и кривых капиллярного давления; при моделировании условий пласта получены кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды, оценена остаточная нефтенасыщенность и определен коэффициент вытеснения нефти водой.

2.5 Запасы нефти и газа

В 1998г по результатам пробной эксплуатации институт КазНИГРИ выполнил первый подсчет запасов нефти, газа и конденсата по состоянию на 01.07.1997г и представил в ГКЗ РК (протокол №1-98У от 11.06.1998г).

В 2021г выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов углеводородного сырья месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» по состоянию изученности на 02.01.2020г (Протокол ГКЗ РК № 2290-21-У от 13.04.2021г.).

Согласно утвержденному отчету, в Государственном балансе запасов полезных ископаемых РК, на дату составления настоящего проекта, числятся начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа в следующих количествах и по категориям:

Сазтобе Юго-Восточное

Нефти:

С₁ геологические 3443,8 тыс. т; в том числе извлекаемые 1475 тыс.т;

Растворенного газа:

С₁ геологические 637 млн.м³; в том числе извлекаемые 272,8 млн.м³;

Сазтобе Северо-Восточное

Нефти:

С₁ геологические 1246 тыс. т; в том числе извлекаемые 328,7 тыс.т;

С₂ геологические 595 тыс. т; в том числе извлекаемые 116 тыс.т;

Растворенного газа:

С₁ геологические 233,6 млн.м³; в том числе извлекаемые 54,4 млн.м³;

С₂ геологические 109,9 млн.м³; в том числе извлекаемые 19,3 млн.м³;

Свободного газа (сухого газа):

С₂ геологические 208 млн.м³; в том числе извлекаемые 139 млн.м³;

Конденсата:

С₂ геологические 85 тыс. т; в том числе извлекаемые 43 тыс. т.

Ниже в таблицах 2.5.1-2.5.2 представлены запасы нефти, растворенного и свободного газа.

На месторождении, за отчетный период пробурена две новые добывающие скважины №48 и №49, которые находятся в действующем фонде.

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное

Горизонт	Пласт	Район скважин	Блок	Зона	Категория	Площадь продуктивности, тыс.м2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород,тыс.м3	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см3	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м3/т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м3	
									открытой пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Сазтобе Юго-Восточное (Триасовый комплекс)																			
В пределах горного отвода																			
Т3	1	р-н скв.№45	II	ЧНЗ	C1	183	16,4	2990	0,16	0,78	0,698	0,834	217	0,481	105	184,8	40	19	
				ВНЗ	C1	561	9,2	5162	0,16	0,78	0,698	0,834	375	0,334	125	184,8	69	23	
		Итого по II блоку:				C1	744	11,0	8153					592		230		109	43
		р-н скв.№46,47,44	III	ЧНЗ	C1	714	11,9	8483	0,17	0,83	0,698	0,834	697	0,481	335	184,8	129	62	
				ВНЗ	C1	226	14,2	3208	0,17	0,83	0,698	0,834	264	0,295	78	184,8	49	14	
		Итого по III блоку:				C1	940	12,4	11691					960		413		178	76
		Всего по пласту Т3-1				C1	1684	11,8	19844						1553		643		287
Т3	2	р-н скв.№45	II	ЧНЗ	C1	194	32,8	6347	0,13	0,58	0,698	0,834	279	0,481	134	184,8	52	25	
				ВНЗ	C1	371	17,9	6632	0,13	0,58	0,698	0,834	291	0,334	97	184,8	54	18	
		Итого по II блоку:				C1	565	23,0	12979					570		231		105	43
		р-н скв.№46,47,44	III	ЧНЗ	C1	767	20,4	15670	0,16	0,77	0,698	0,834	1089	0,481	524	184,8	201	97	
				ВНЗ	C1	189	17,7	3352	0,16	0,77	0,698	0,834	233	0,334	78	184,8	43	14	
		Итого по III блоку:				C1	956	19,9	19022					1322		602		244	111
		Всего по пласту Т3-2				C1	1521	21,0	32000						1891		833		350
Итого по триасовому комплексу в пределах г.о. :					C1				51844					3444		1475		636	273
За пределами горного отвода																			
Т3	1	р-н скв.№45	II	ЧНЗ	C1	17	11,1	186	0,16	0,78	0,698	0,834	14	0,481	7	184,8	3	1	
				ВНЗ	C1	52	5,6	292	0,16	0,78	0,698	0,834	21	0,334	7	184,8	4	1	
		Итого по II блоку:				C1	69	7,0	478					35		14		6	3
		р-н скв.№46,47,44	III	ЧНЗ	C1	25	6,4	161	0,17	0,83	0,698	0,834	13	0,481	6	184,8	2	1	
				ВНЗ	C1	62	3,1	189	0,17	0,83	0,698	0,834	16	0,295	5	184,8	3	1	
		Итого по III блоку:				C1	87	4,0	350					29		11		5	2
		Всего по пласту Т3-1				C1	156	5,3	828						63		25		12

Продолжение таблицы 2.5.1

Горизонт	Пласт	Район скважин	Блок	Зона	Категория	Площадь продуктивности, тыс.м2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород,тыс.м3	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см3	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м3/т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м3	
									открытой пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Сазтобе Юго-Восточное (Триасовый комплекс)																			
За пределами горного отвода																			
ТЗ	2	р-н скв№45	II	ЧНЗ	C1	47	24,9	1174	0,13	0,58	0,698	0,834	52	0,481	25	184,8	10	5	
				ВНЗ	C1	56	16,7	929	0,13	0,58	0,698	0,834	41	0,334	14	184,8	8	3	
		Итого по II блоку:				C1	103	20,5	2103					92		38		17	7
		р-н скв№47,46,44	III	ЧНЗ	C1	57	16,4	928	0,16	0,77	0,698	0,834	65	0,481	31	184,8	12	6	
				ВНЗ	C1	105	4,9	518	0,16	0,77	0,698	0,834	36	0,295	11	184,8	7	2	
		Итого по III блоку:				C1	162	8,9	1447					101		42		19	8
		Всего по пласту ТЗ-2				C1	264	13,4	3550					193		80		36	15
Итого по триасовому комплексу за пределами г.о.:					C1			4378					256		105		47	19	
Итого по пласту ТЗ-1					C1	1840		20672					1616		667		299	123	
Итого по пласту ТЗ-2					C1	1786		35550					2084		913		385	169	
Итого по месторождению СЮВ					C1			56222					3700		1580		684	292	
Сазтобе Северо-Восточное (Юрский комплекс)																			
В пределах горного отвода																			
Ю-IXБ	р-н скв№39			ВНЗ	C2	1033	8,9	9158	0,15	0,53	0,698	0,822	418	0,195	82	184,8	77	15	
	Итого по горизонту				C2	1033	8,9	9158					418		82		77	15	
Ю-Х	р-н скв№39			ЧНЗ	C2	105	4,5	465	0,14	0,59	0,698	0,822	22	0,195	4	184,8	4	1	
				ВНЗ	C2	679	2,3	1542	0,14	0,59	0,698	0,822	72	0,195	14	184,8	13	3	
	Итого по горизонту				C2	784	2,6	2007					94		18		17	3	
Ю-ХПА	р-н скв№39			ВНЗ	C1	1176	8,8	10356	0,14	0,47	0,698	0,822	391	0,260	102	184,8	72	19	
	Итого по горизонту				C1	1176	8,8	10356					391		102		72	19	
Ю-ХПБ	р-н скв№2,39			ЧНЗ	C1	1261	8,8	11133	0,15	0,64	0,698	0,822	613	0,260	159	184,8	113	30	
				ЧНЗ	C2	75	7,6	570	0,15	0,64	0,698	0,822	31	0,195	6	184,8	6	1	
				ВНЗ	C1	573	3,8	2162	0,15	0,64	0,698	0,822	119	0,260	31	184,8	22	6	
				ВНЗ	C2	283	3,3	940	0,15	0,64	0,698	0,822	52	0,195	10	184,8	10	2	
	Итого по горизонту				C1	1834	7,2	13295					732		190		135	35	
					C2	358	4,2	1511					83		16		15	3	
Ю-ХПБ	р-н скв№2		III	ВНЗ	C1	716	4,7	3396	0,14	0,51	0,698	0,822	141	0,260	37	184,8	26	7	
	Итого по горизонту				C1	716	4,7	3396					141		37		26	7	

Продолжение таблицы 2.5.1

Горизонт	Пласт	Район скважин	Блок	Зона	Категория	Площадь продуктивности, тыс.м2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м3	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см3	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м3/т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м3
									открытой пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Сазтобе Северо-Восточное (Юрский комплекс)																		
За пределами горного отвода																		
Ю-IXБ	р-н скв.№39			ВНЗ	С2	133	2,5	327	0,15	0,53	0,698	0,822	15	0,195	3	184,8	3	1
	Итого по горизонту				С2	133	2,5	327					15		3		3	1
Ю-ХПА	р-н скв.№39			ВНЗ	С1	180	6,8	1228	0,14	0,47	0,698	0,822	46	0,260	12	184,8	9	2
				ВНЗ	С2	151	3,9	586	0,14	0,47	0,698	0,822	22	0,195	4	184,8	4	1
	Итого по горизонту				С1	180	6,8	1228					46		12		9	2
					С2	151	3,9	586					22		4		4	1
Ю-ХПБ	р-н скв.№2,39			ЧНЗ	С1	151	9,2	1391	0,15	0,64	0,698	0,822	77	0,260	20	184,8	14	4
				ЧНЗ	С2	149	9,3	1389	0,15	0,64	0,698	0,822	77	0,195	15	184,8	14	3
				ВНЗ	С1	88	6,3	553	0,15	0,64	0,698	0,822	31	0,260	8	184,8	6	2
				ВНЗ	С2	78	4,4	342	0,15	0,64	0,698	0,822	19	0,195	4	184,8	4	1
	Итого по горизонту				С1	239	8,1	1944					107		28		20	5
					С2	227	7,6	1730					95		19		18	4
Итого по горизонту Ю-IXБ:					С2	1165	8,1	9485					433		84		80	16
Итого по горизонту Ю-Х:					С2	784	2,6	2007					94		18		17	3
Итого по горизонту Ю-ХПА:					С1	1356	8,5	11584					437		114		81	21
					С2	151	3,9	586					22		4		4	1
Итого по горизонту Ю-ХПБ:					С1	2073	7,4	15238					839		218		155	40
					С2	585	5,5	3241					179		35		33	7
Итого по горизонту Ю-ХП:					С1	716	4,7	3396					141		37		26	7
Итого по юрскому комплексу в пределах г.о.:					С1			27046					1264		329		234	61
					С2			12675					595		116		110	22
Итого по юрскому комплексу за пределами г.о.:					С1			3172					154		40		28	7
					С2			2644					132		26		25	5
Итого по месторождению ССВ:					С1			30218					1418		369		262	68
					С2			15319					727		142		134	26

Таблица 2.5.2 – Сводная таблица подсчетных параметров, подсчета запасов свободного газа и конденсата месторождения Сазтобе Северо-Восточное

Горизонт	Пласт	Район скважин	Зона	Категория	Площадь продуктивности, тыс.м2	Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м3	Коэффициент открытой пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Начальные геологические запасы пластового газа, млн.м3	КИГ, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы пластового газа, млн.м3	Мольная доля сухого газа в пластовом газе	Начальные геологические запасы сухого газа, млн.м3	Начальные извлекаемые запасы сухого газа, млн.м3	Потенциальное содержание стабильного конденсата, г/м3	Начальные геологические запасы конденсата, тыс.т.	КИК, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс.т.
В пределах горного отвода																									
Ю-VIII	р-н скв.№39	ЧГЗ	C2	49	2,5	121	0,15	0,55	34,6	0,13	1,03	1,0	0,80	9,7	3	0,85	3	0,923	3	3					
		ГВЗ	C2	127	1,3	171	0,15	0,55	34,6	0,13	1,03	1,0	0,80	9,7	4	0,85	3	0,923	4	3					
	Итого по горизонту		C2	176		293									7		6		7	6					
Ю-IXA	р-н скв.№39	ГВЗ	C2	680	10,1	6855	0,17	0,64	34,6	0,13	1,03	1,0	0,80	9,7	209	0,85	178	0,923	193	164	406,6	85	0,50	43	
За пределами горного отвода																									
Ю-IXA	р-н скв.№39	ГВЗ	C2	10	2,0	20	0,17	0,64	34,6	0,13	1,03	1,0	0,80	9,7	1	0,85	1	0,923	1	1	406,6	0	0,50	0	
Итого по горизонту Ю-VIII			C2	176		293									7		6		7	6		0		0	
Итого по горизонту Ю-IXA			C2	691		6876									210		179		194	165		85		43	
Итого по месторождению ССВ:			C2			7169									217		185		201	171		85		43	

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

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

Проводимые гидродинамические исследования скважин позволяют получить оценку фильтрационных параметров призабойных и удаленных зон скважин, коэффициентов продуктивности скважин и энергетического состояния залежи.

Месторождения Сазтобе Северо-Восточное и Сазтобе Юго-Восточное между собой полностью изолированы из-за прилегающих к ним со всех сторон синклинальных прогибов.

Разработка ведется на естественном режиме за счет энергии расширения пластовых флюидов без поддержания пластового давления.

На месторождениях с начала разработки проведено 26 исследований КВД по 6 скважинам и 1 исследование МУО. За анализируемый период выполнено: 1 исследование КВД, 1 исследование МУО (ИК) по скважинам №48 и №49, также 9 прямых замеров пластового давления и 6 замеров статического уровня.

Ниже описываются гидродинамические характеристики отдельно каждого из месторождений.

Сазтобе Юго-Восточное

Продуктивный горизонт приурочен к верхнетриасовым отложениям. Добывающий фонд скважин составляет 5 ед. (№№44, 45, 46, 48, 49). Структура продуктивного горизонта представляет собой антиклиналь с обособлением ее свода в районе скважины №45, усеченную с севера и юга сбросами F_1 и F_2 и разделенную сбросом f_1 на блоки: западный и восточный.

Всего по месторождению Сазтобе Юго-Восточное было проведено 22 исследования КВД по четырём скважинам (№№ 44, 45, 46, 48, 49) в период с 1999 по 2025 гг.

Исследования скважины №44 проводились ежегодно с 1999 по 2008г. Продолжительность проведенных исследований варьирует в интервале 24-62 часов. Все исследования проводились на одном интервале перфорации 3340-3393 м. Скин-фактор отрицательный, что указывает на отсутствие дополнительного перепада давления за счет нарушения в ПЗС. По результатам ГДИ скважины №44 наблюдается ежегодное снижение продуктивности от начального значения $17,5 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ до $4,1 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, причиной чего является разгазирование нефти на забое. Снижение забойного давления (до 11,9 МПа) ниже давления насыщения, которое составляет 19,5 МПа, привело к росту газового фактора до $490 \text{ м}^3/\text{т}$ при газосодержании нефти $176,8 \text{ м}^3/\text{т}$.

По скважине №45 исследования КВД проводились ежегодно с 1999 по 2001г, последнее исследование было проведено в 2021г в интервале 3408-3425 м. Время закрытия

скважины на исследования варьируется в интервале 24-48 часов. По результатам последних исследований методом КВД коэффициент проницаемости составил $18,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводности 0,65 м²/мин, продуктивности 20,9 м³/(сут*МПа).

По скважине №46 исследования КВД проводились ежегодно с 1999 по 2004гг. Наблюдается снижение коэффициента продуктивности от начального 52,6 до 10,6 м³/сут*МПа, проницаемости от 26,5 до $10,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², которые объясняются ростом обводненности. Загрязненность ПЗС отсутствует, скин-фактор отрицательный.

По скважине №48 исследование КВД проводилось в декабре 2024 года. По его результатам коэффициент продуктивности составил 1,6 м³/(сут*МПа), проницаемость составила 4,66 мД. Последующее исследование МУО, выполненное в июле 2025 года, показало близкое значение коэффициента продуктивности — 1,7 м³/(сут*МПа), однако проницаемость оказалась существенно ниже и составила 0,76 мД.

По новой скважине №49 исследование КВД проводилось в декабре 2025 года. По его результатам коэффициент продуктивности составил 0,5 м³/(сут*МПа), проницаемость составила 4,66 мД.

В целом по месторождению Сазтобе Юго-Восточное коэффициент проницаемости изменяется в интервале $0,4-38,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение – $12,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Полученные значения пьезопроводности в среднем составляет $122,4 \cdot 10^{-3}$ м²/сек. Средневзвешенное значение гидропроводности составляет 0,52 м³/(МПа*с). Коэффициент продуктивности в среднем составляет 15,0 м³/(сут*МПа).

Сазтобе Северо-Восточное

На месторождении Сазтобе Северо-Восточное продуктивными горизонтами, по которым ведется совместная разработка, являются юрские горизонты Ю-XI, Ю-XII, Ю-XIII. Фонд добывающих скважин составляют 2 скважины (№№2, 39).

В целом северная и южная части месторождения Сазтобе Северо-Восточное сильно разнятся по проницаемости пласта, так по скважине №2 проницаемость составляет $36 \cdot 10^{-3}$ мкм², тогда как по скважине №39 – $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² в среднем по объекту составляя 17,2 мД.

На месторождении Сазтобе Юго-Восточное рекомендуется провести ГДИС исследования методом КВД и МУО при вводе из бездействия скважин №№45, 46 в 2026г, №47 в 2029г и при вводе из бурения в проектных скважинах №55 в 2028г, №54 в 2031г, №57 в 2031г.

На месторождении Сазтобе Северо-Восточное, рекомендуется провести ГДИС исследования методом КВД и МУО в проектных скважинах №51 в 2026г, №53 в 2028г, №52 в 2032г.

Таблица 3.1.1 – Результаты гидродинамических исследований скважин

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Сазтобе Юго-Восточное				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	36,4-38,2	37,9
Текущее пластовое давление, МПа	4	4	27,6-38,8	34,1
Пластовая температура, °С	3	14	103-112	106,1
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	5	23	0.683-52,6	15,0
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)	5	23	0,105-1,85	0,52
Гидропроводность, м³·10 ⁻⁹ /Па·с	3	20	0,03-1,52	0,5
Пьезопроводность, 10 ⁻³ м²/с	3	17	1,2-397	122,3
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм³	5	21	0,4-38,7	12.1
Сазтобе Северо-Восточное				
Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	36,2-37,4	36,8
Текущее пластовое давление, МПа	1	7	28,0-28,6	28,3
Пластовая температура, °С	1	3	100-101	101
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	2	3	2,09-7,03	5,010
Удельная продуктивность, м³×10/(м·сут·МПа)	2	3	0,081-0,639	0,419
Гидропроводность, м³·10 ⁻⁹ /Па·с	2	3	0,0037-0,271	0,094
Пьезопроводность, 10 ⁻³ м²/с	1	1	-	260
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм³	2	3	3,5-36	17,2

Характеристика энергетического состояния залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении регулярно проводятся замеры забойных и пластовых давлений с помощью глубинных манометров в фонтанных скважинах и замеры динамических и статических уровней в механизированных скважинах.

Также для оценки энергетического состояния залежи использовались забойные и пластовые давления полученных по результатам гидродинамических исследований.

В целом количество и качество проводимых замеров на месторождении удовлетворительно. Пересчет динамических или статических уровней в забойные или пластовые давления на отметке середина интервала перфорации и начального ВНК произведен следующим образом.

$$P_{прив} = P_{зам} + 0.1 \cdot \rho_{ж} \cdot (H_{прив} - H_{зам}), \quad (1)$$

где

$$\rho_{ж} = \rho_{в} - W \cdot (\rho_{в} - \rho_{н}) / 100 - \text{плотность жидкости, г/см}^3 \quad (2)$$

$\rho_{в}$ – плотность воды, г/см³;

$\rho_{н}$ – плотность нефти, г/см³;

W – обводненность продукции, %.

Ниже анализируется энергетическое состояние залежи каждого из месторождений отдельно.

Сазтобе Юго-Восточное

Начальное пластовое давление по-восточному и западному блокам составляет 37,9 и 37,2 МПа соответственно. Давление насыщения принято на уровне 19,5 МПа.

С начала разработки по скважинам месторождения, в целях оценки энергетического состояния проведены 39 замеров пластового давления, в т.ч. 22 методом КВД, 17 прямых замеров манометром.

На дату составления отчета данное месторождение разрабатывается 3 добывающими скважинами (№№44, 48, 49). Пластовое давление залежи по замерам, проведенным за анализируемый период составляет в среднем 34,1 МПа. Значение текущего пластового давления принят по результатам исследований проведенных по скважинам №№44, 45, 47, 48, 49 за 2021-2025г.

Текущее забойное давление определено по результатам 15 замеров динамических уровней по скважине №44, находящаяся в эксплуатации и составило 24,4 МПа.

На рисунке 3.1.1 приведена динамика пластового и забойного давлений.

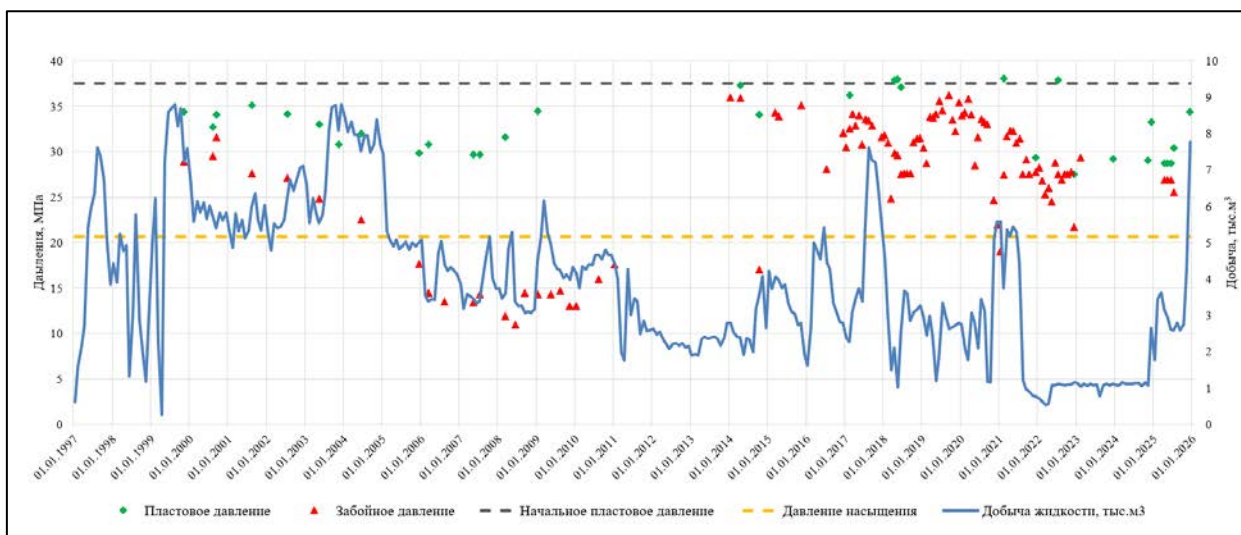


Рис. 3.1.1 – Динамика изменения пластового и забойного давления

Сазтобе Северо-Восточное

На начальной стадии разработки месторождения пластовое давление определено по скважине №40, значение которого составило 36,8 МПа. Давление насыщения принято на уровне 20,4 МПа. На дату составления отчета в эксплуатационном фонде числятся 2 добывающие скважины №№2, 39, по которым с начала разработки, с целью оценки энергетического состояния залежей в процессе разработки, были проведены 10 замеров пластового давления.

За анализируемый период, по скважине №39 пластовое давление замерялось ежегодно с 2022г. По результатам последних двух прямых замеров проведенных в декабре 2023г и в ноябре 2024г пластовое давление варьируется от 28,0 до 28,6 МПа, в среднем составляя 28,3 МПа, по которому и принято текущее пластовое давление.

Забойное давление было принято по результатам замеров динамических уровней. Всего за анализируемый период проведено 96 замеров динамического уровня по двум скважинам, однако, большинство значений отбракованы по причине аномально высоких значений. Из них, по скважине №39 было проведено 88 замеров, и текущее забойное давление составляет 20 МПа. По скважине №2 проведено 8 замеров. Забойное давление составляет 23 МПа.

С целью оценки энергетического состояния объектов рекомендуется регулярно проводить замеры пластового и забойного давлений по всему фонду месторождения.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

Действующим проектным документом является «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» (Протокол ЦКР РК №66/22 от 23-24.09.2025г).

На месторождении Сазтобе Северо-Восточное выделены 2 эксплуатационных объекта:

- **I объект – горизонт Ю-ХII**, разделенный на пласты А и Б;
- **II объект – горизонт Ю-ХIII.**

По месторождению Сазтобе Юго-Восточное выделен один эксплуатационный объект:

- **I объект – горизонт Тз**, разделенный на пласты Тз-1 и Тз-2.

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Сазтобе Северо-Восточное всего пробурено 4 скважины, из них 1 скважина находится в действующем фонде (№39), который эксплуатируется механизированным способом, посредством ШГН, скважина №2 находится в бездействии и 2 скважины №№37,40 ликвидированы по геологическим причинам. По месторождению Сазтобе Юго-Восточное фонд пробуренных скважин составляет 7 единиц, из них три скважины находятся в действующем фонде (№№44,48,49), скважина №44 эксплуатируется механизированным методом ШГН. Скважина №48, пробуренная в декабре 2024 года и введенная с дебитом 121,8 т/сут, эксплуатируется фонтанным способом. Также фонтанным способом эксплуатируется скважина №49, которая была пробурена и введена в 2025 году с дебитом 81,6 т/сут. Две скважины находятся в бездействии (№№45,46), одна скважина №47 находится в наблюдательном фонде, и одна скважина №42 ликвидирована по геологическим причинам. В таблице 3.2.1 приведена характеристика фонда скважин месторождений на дату отчета.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г

Фонд	Категория	Объекты			Всего, ед.
		Сазтобе Ю.В.	Сазтобе С.В- I-объект	Сазтобе С.В- II-объект	
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.	3(№44,48, 49)	1(№39)	-	4
	из них	ШГН, №№	1 (№44)	1(№39)	2
		Фонтан, №№	2 (№48, 49)	-	2
		ЭЦН, №№	-	-	-
	дающих продукцию, шт.	3 (№44,48, 49)	1 (№39)	-	4
	в простое, ед.	-	-	-	-
	в бездействии, ед.	2 (№№45, 46)	-	1 (№2)	3
	Всего, ед.	5 (№№ 44, 45, 46, 48, 49)	1 (№39)	1 (№2)	7
Фонд наблюдательных скважин	Всего, ед.	1 (№47)	-		1
Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, ед.	1 (№42)	2 (№№ 37, 40)		3
	по техническим причинам, ед.	-	-		-
	Всего, ед.	1 (№42)	2 (№№ 37, 40)		3
Итого пробуренный фонд, ед.		7	3	1	11

На дату отчета дебит нефти по трем добывающим скважинам месторождения СЮВ №№44, 48, 49 составляет 20,7 т/сут, 45,8 т/сут и 83,1 т/сут соответственно, добывающая скважина месторождения ССВ №39 работает с дебитом 2,3 т/сут. Наибольший суммарный отбор нефти отмечается по скважине №44 в количестве 361,3 тыс.т.

В таблицах 3.2.2 и 3.2.3 приводится распределение фонда добывающих скважин по среднесуточным дебитам нефти и обводненности.

Таблица 3.2.2 – Распределение действующего фонда скважин по дебиту нефти

Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут							
q≤5		5<q≤10		10<q≤20		q>20	
Кол-во	№№ скв.	Кол-во	№№ скв.	Кол-во	№№ скв.	Кол-во	№№ скв.
на 01.01.2024г							
1	39	-	-	-	-	1	44
на 01.01.2025г							
1	2	1	39	-	-	2	44,48
на 01.01.2026г							
1	39	-	-	-	-	3	44,48,49

Таблица 3.2.3 – Распределение фонда скважин по обводненности на 01.01.2026г

Наименование	Обводненность, %		
	<30	30-60	>60
№№ скв.	44, 49	-	39, 48
кол-во	2	-	2

На рисунке 3.2.1 приведена динамика изменения фонда скважин месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное по дебитам нефти за последние три года, где можно увидеть, что на сегодняшний день одна действующая скважина на ССВ работают с дебитами меньше 5 т/сут, а три действующие скважины СЮВ работают с дебитами больше 20 т/сут.

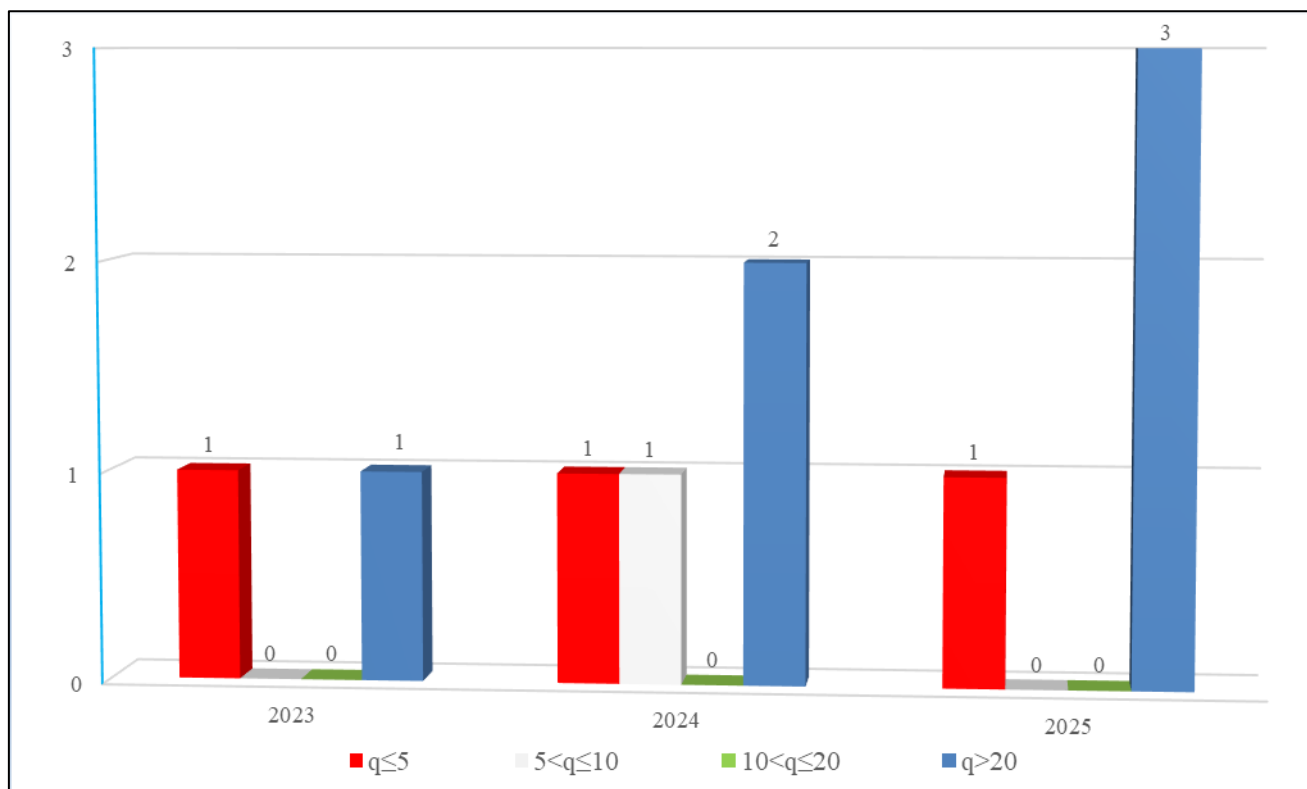


Рис. 3.2.1 – Динамика и распределение фонда скважин по дебитам нефти

Ниже приводится анализ работы добывающих скважин месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

Сазтобе Юго-Восточное

Скважина №44 введена в эксплуатацию в феврале 1997г фонтанным способом с начальным дебитом нефти 16,7 т/сут. В динамике эксплуатации скважины до 2006г наблюдается рост добычи нефти за счет увеличения диаметра штуцера с 3 мм до 9 мм. С 2007г в связи с увеличением обводненности продукции скважины и газового фактора диаметр штуцера был уменьшен до 6 мм. В мае 2011г скважина перестала фонтанировать. До остановки скважина работала со среднесуточным дебитом нефти 38,2 т/сут при обводненности продукции 7,1%. В июле 2011г скважина была переведена на механизированный способ эксплуатации, дебит по нефти при этом составил 14,2 т/сут, обводненность – 5%.

Причиной остановки скважины являются пропуски в НКТ. Ранее перфорированные водоносные интервалы в среднеюрских отложениях были отсечены установкой постоянного эксплуатационного пакера на глубине 3304м. Из-за пропусков в НКТ водоносные горизонты средней юры заглушили работающие интервалы в триасовых отложениях (3359-3380, 3386-3393м). Были произведены работы по замене подвески НКТ.

В 2014г наблюдается резкое увеличение обводненности продукции скважины и снижение добычи нефти, что возможно связано с пропусками в НКТ. После проведения

КРС по выбраковке НКТ и промывке ПЗС с увеличением добычи нефти, снизилась обводненность. С июня 2015г по сентябрь 2016г скважина фонтанировала, дебит нефти 29,2 т/сут, обводненность – 17,1%.

В сентябре 2016г был произведен текущий ремонт скважины в целях проведения ГТМ по ГРП и спуску УЭЦН, однако не удалось освободить ранее установленный пакер, и скважину ввели в эксплуатацию с помощью ШГН.

В январе 2018г проведен капитальный ремонт скважины по распаковке лифта НКТ и ревизии и смене насоса (НВ-44).

На дату отчета скважина работает механизированным способом ШГН, с дебитом нефти 20,7 т/сут при обводненности 13,2%. Накопленная добыча нефти составляет 361,3 тыс.т, жидкости 407,6 тыс.т. Динамика технологических показателей эксплуатации скважины представлена на рис. 3.2.2.

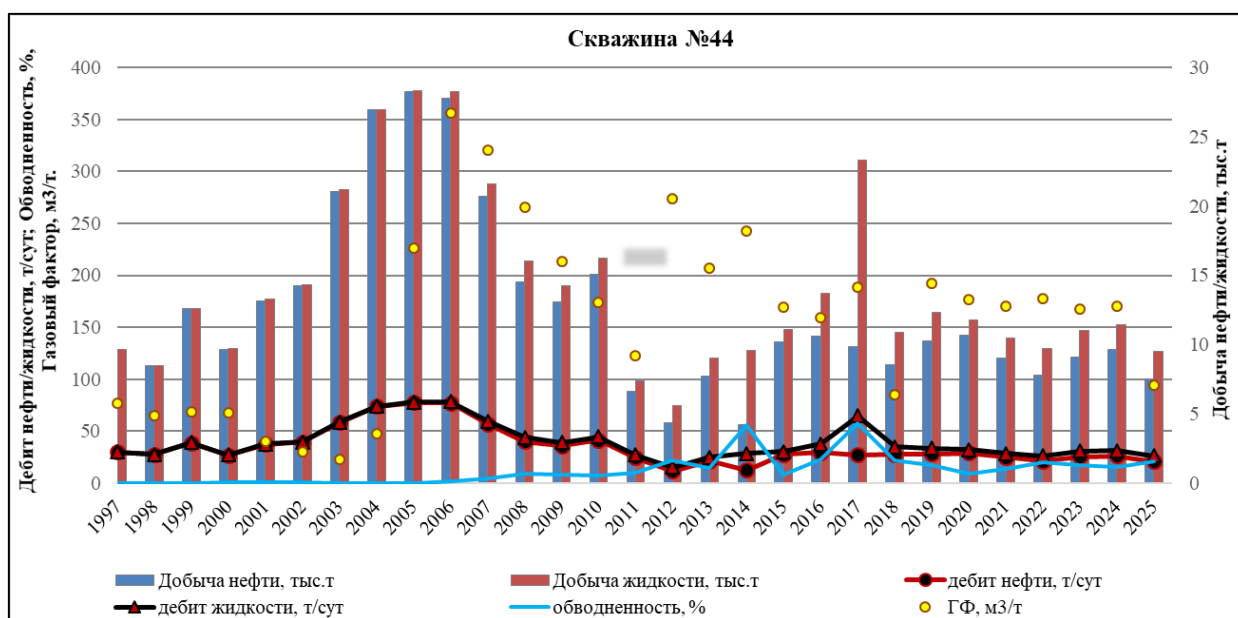


Рис. 3.2.2 – Динамика показателей эксплуатации скв. №44

Скважина №45 введена в эксплуатацию в январе 1997г фонтанным способом с начальным дебитом нефти 37,4 т/сут. С увеличением диаметра штуцера с 3 до 6мм наблюдается рост добычи нефти до октября 1999г.

В начале 2001г средний дебит скважины по нефти снизился до 13,4 т/сут при обводненности 40% и трубном давлении 7,4 МПа. К концу года обводненность продукции достигла 73%, и с увеличением поступления воды наблюдалось падение устьевых давлений и уменьшение дебита нефти: средний дебит нефти составил 7 т/сут.

С февраля 2003г скважина работала с небольшими остановками из-за высокой обводненности.

Как видно из динамики показателей эксплуатации скважины (рис. 3.2.3) с января

2005г наблюдается рост газового фактора. Если в 2004г средний газовый фактор скважины составлял 45,6 м³/т, то в 2005г его значение достигло 226,0 м³/т, в 2006г составил 356,0 м³/т. Проведенные работы по КРС выявили нарушения герметичности эксплуатационной колонны в интервале 1225-1305 м, из-за чего происходит проявление заколонного перетока газа.

В апреле 2008г в скважине проведены ловильные работы по извлечению подвески НКТ, находящейся в скважине с 2001г. В скважину спустили компоновку из новых НКТ диаметром 73 мм на глубину 3390,4м. После проведенных работ по освоению скважина заработала в фонтанном режиме с дебитом жидкости 77,0 м³/сут при обводненности 60%.

В январе 2009г в скважину был спущен глубинный насос, однако скважина до апреля 2015г периодически работала фонтанным способом.

В мае 2014г при проведении КРС по телу НКТ обнаружены трещины. После проведения работ по выбраковке и замене НКТ в сентябре 2014 года добыча нефти увеличилась со снижением обводненности.

В феврале 2016г провели работы по ПРС профилактика подземного оборудования, средний дебит нефти 20,4 т/сут, обводненность продукции 67,3%.

В 2017г скважина остановлена в связи с высокой обводненностью продукции и находится в бездействии.

В июне 2018г проведен текущий ремонт скважины со сменой насоса на НН-57 спуску на глубину 1051 м. После ремонта скважина заработала с дебитом нефти 6,4 т/сут, обводненностью 86,7%.

В ноябре 2020г проведен ПРС со сменой насоса ШГН НН-57 на ЭЦН 5-125-3000 с глубиной спуска 3070,21м и штуцером диаметром 10 мм. После ремонта скважина заработала с дебитом нефти 6,0 т/сут, обводненностью 96,0%.

На дату отчета скважина находится в бездействии в связи с проведением КРС по ликвидации прихвата УЭЦН. Накопленная добыча нефти и жидкости составили 123.5 тыс.т и 405,8 тыс.т соответственно.

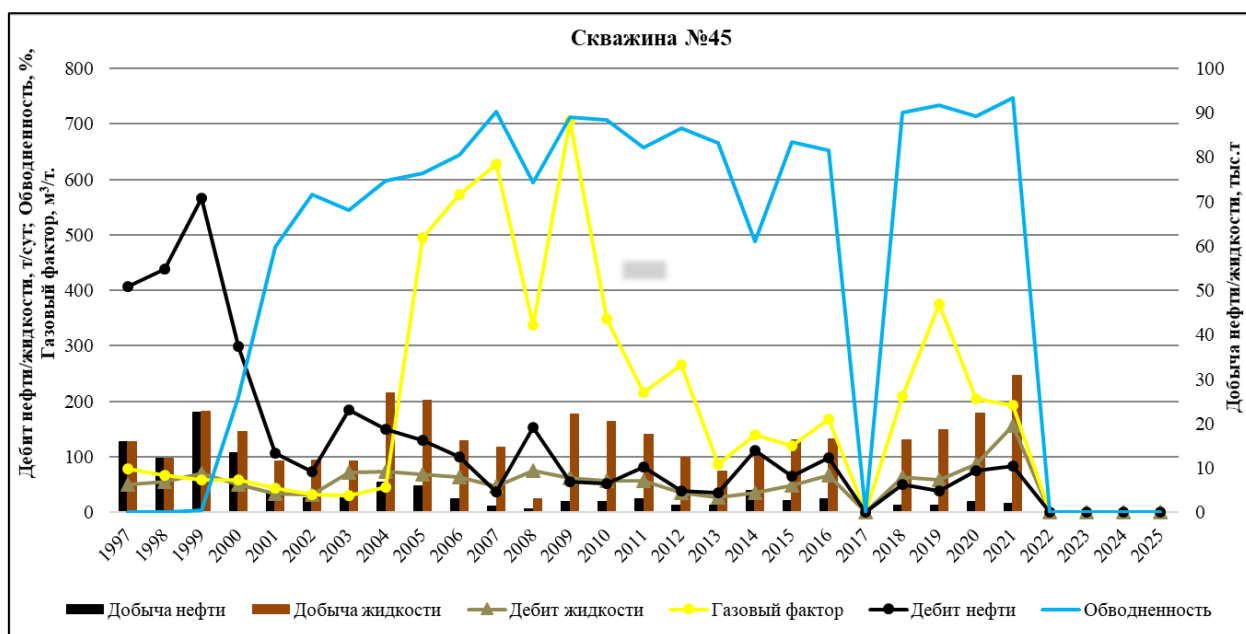


Рис. 3.2.3 – Динамика показателей эксплуатации скв. №45

Скважина №46 введена в эксплуатацию с перфорацией интервалов 3385-3418м, 3428-3446м триасового горизонта в апреле 1997г фонтанным способом с начальным дебитом 69,7 т/сут.

До 2003г по динамике работы скважины наблюдается стабильная добыча нефти, меняющаяся с изменением диаметра штуцера. С октября 2003г резко увеличилась доля попутной воды в продукции скважины и к декабрю 2004г значение обводненности достигло 67%, со снижением дебита нефти до 23,6%.

По скважине неоднократно проводились работы по изоляции водопритока. Однако проведенные работы не увенчались успехом. В августе 2005г, при достижении обводненности продукции до 80% скважина перестала давать продукцию и была переведена в консервацию.

В июле 2007г после изоляции нижних обводненных интервалов пласта Т₃-2 и реперфорацией интервала 3384-3394м пласта Т₃-1, скважина заработала в фонтанном режиме с дебитом нефти 43,4 т/сут и обводненностью 11%. До середины 2011г скважина работала фонтанным способом, в сентябре была переведена на механизированный способ эксплуатации ШГН, при этом дебит нефти составил 5,4 т/сут с обводненностью 80,9%.

В июле 2014 с увеличением числа качания с 2,5 до 3 и промывкой скважины, дебит нефти увеличился до 20т/сут.

С января 2015г по июнь 2017г скважина стабильно работала механизированным способом (ШГН) средний дебит 11,7 т/сут с обводненностью 69,4%.

В феврале 2016г работы ПРС смена насоса, включение в компоновку штанг 22мм. скребки-центраторы, профилактика оборудования. Средний дебит скважины составил 14,9 т/сут с обводненностью 66,6%.

В июле 2017г перевод скважины на другой способ эксплуатации – смена насоса ШГН (НН-57) на УЭЦН (КИ5-200-2600). После смены насоса добыча нефти увеличилась в среднем на 19,1 т/сут с повышением обводненности до 86,2%.

На дату отчета скважина находится в бездействии, из-за аварии, допущенной в процессе эксплуатации, и ожидает работы по КРС.

Накопленная добыча нефти и жидкости составляет 270,2 тыс.т и 414.6 тыс.т соответственно.

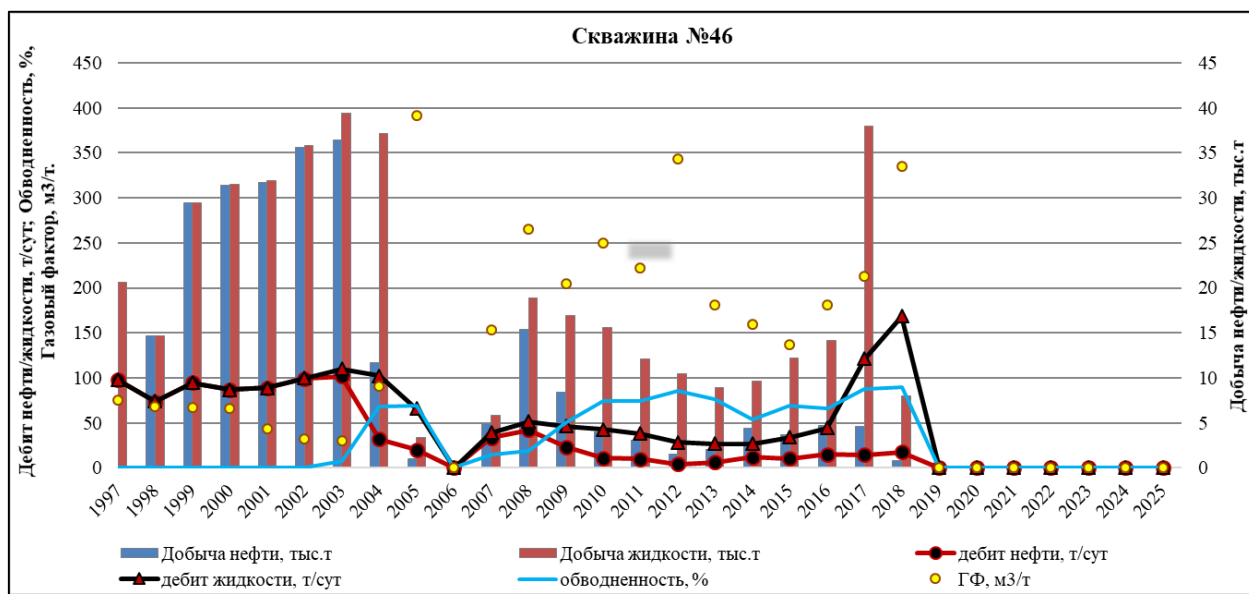


Рис. 3.2.4 – Динамика показателей эксплуатации скв. №46

Скважина №47 введена из бурения в феврале 2009г с перфорацией интервала 3376-3440м пластов Тз-1, Тз-2 триасового горизонта. При опробовании начальный дебит нефти составил 0,4 т/сут с обводненностью 99,3%.

На дату отчета скважина находится в бездействии из-за высокой обводненности. Накопленная добыча нефти составляет 0,006 тыс.т, жидкости – 1,0 тыс.т.

По скважине рекомендуется проведение ИННК для определения остаточной нефтенасыщенности и по результатам исследования провести изоляцию водоносных интервалов и перфорацию выделенных по ГИС нефтенасыщенных коллекторов в интервале 3376-3382м, 3405-3415м.

Скважина №48 введена в эксплуатацию в декабре 2024г фонтанным способом с начальным дебитом 121,8 т/сут и обводненностью 0,7 %.

На дату отчета скважина работает фонтанным способом, с дебитом нефти 45,8 т/сут при обводненности 64,2%. Накопленная добыча нефти составляет 17,0 тыс.т, жидкости 23,58 тыс.т.

Скважина №49 введена в эксплуатацию в ноябре 2025г фонтанным способом с начальным дебитом 81,6 т/сут и обводненностью 1,5 %.

Сазтобе Северо-Восточное

Скважина №2 введена в промышленную эксплуатацию в феврале 2001г фонтанным способом с начальным дебитом нефти 22,8 т/сут и обводненностью 55%. До 2003г наблюдается постепенное снижение добычи нефти и увеличение обводненности до 80%.

В январе 2003г скважина переведена на механизированный способ эксплуатации (ШГН). С достижением обводненности продукции скважины до 86% и снижением дебита нефти до 2,8 т/сут, в марте 2003г скважина перестала давать продукцию. Проведенные работы КРС по замене глубинного насоса и ГТМ по снижению обводненности продукции не дали положительного результата и в связи с большой обводненностью скважина переведена в бездействие. В октябре 2024 года введена из бездействия с дебитом нефти 1,1 т/сут. С декабря прошлого года по причине 100% обводненности, скважина находится в бездействии.

На дату отчета накопленная добыча нефти и жидкости составляет 10,7 тыс.т и 33,4 тыс.т.

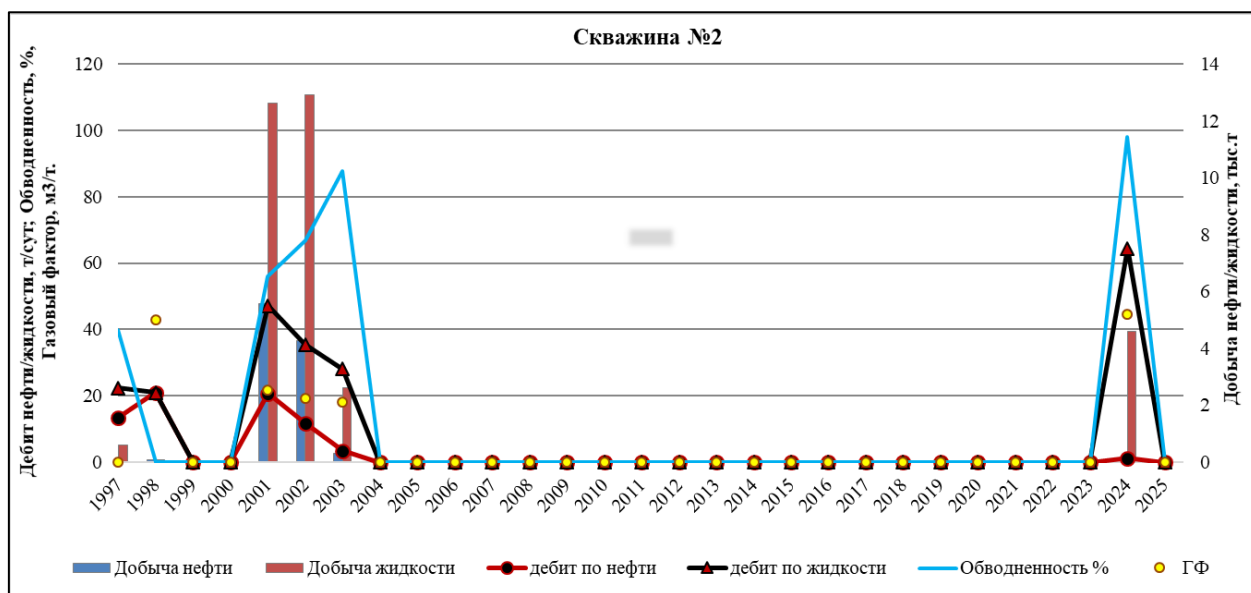


Рис. 3.2.5 – Динамика показателей эксплуатации скв. №2

Скважина №39 введена в промышленную эксплуатацию в январе 2000г фонтанным способом с начальным среднесуточным дебитом нефти 15,3 т/сут и обводненностью 25% в интервалах 3198-3213м, 3239-3264м горизонтов Ю-XI, Ю-XII.

Как видно из динамики показателей эксплуатации (рисунок 3.2.6) до 2005г скважина работала со стабильными показателями добычи нефти, обводненности и газового фактора. С января 2005г наблюдается резкое увеличение газового фактора со 100 м³/т до 3079 м³/т, что возможно связано с заколонным прорывом свободного газа с ранее перфорированного интервала 3033-3056м газоконденстатной залежи горизонта Ю-VIII.

В 2007г скважина была остановлена для проведения капитального ремонта. После

проведенного КРС в ноябре 2010 и ввода в эксплуатацию дебит нефти составил 3,8 т/сут при обводненности 18,2%, газовый фактор – 3625 м³/сут, и к январю 2011г обводненность продукции увеличилась до 100%. После очередного КРС, с февраля 2011г скважина введена в эксплуатацию механизированным способом (ШГН) со среднесуточным дебитом нефти 0,7 т/сут при обводненности 96% и газовом факторе 3616 м³/т.

В июне 2012г скважина перестала давать продукцию и была переведена в бездействие. В июне 2013г были проведены работы по вызову притока методом переменного давления и очистке ПЗС, однако в виду отсутствия положительного результата, на дату отчета скважина находится в бездействии.

В декабре 2022г проведен комплекс геофизических исследований скважины: АКЦ, ГК, МИД. Скважина была введена из бездействия с дебитом нефти 6,5 т/сут и обводненностью 36,1%.

В апреле 2025г проведен подземный ремонт скважин. На дату отчета скважина работает механизированным способом ШГН, с дебитом нефти 2,3 т/сут при обводненности 72,4%. Накопленная добыча нефти составляет 41,67 тыс.т, жидкости 71,89 тыс.т. Динамика технологических показателей эксплуатации скважины представлена на рис. 3.2.6.

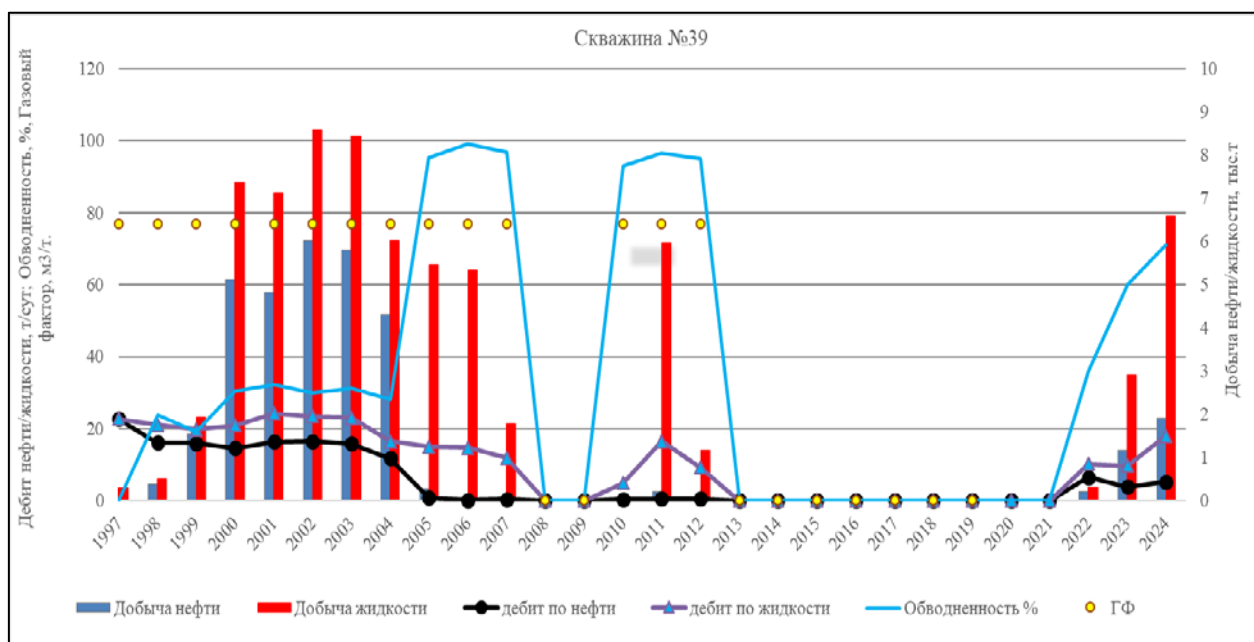


Рис. 3.2.6 – Динамика показателей эксплуатации скв. №39

Характеристика отборов нефти, газа и воды

В 1997г был составлен проект пробной эксплуатации месторождений Сазтобе Северо-Восточное и Сазтобе Юго-Восточное. С составлением «Технологической схемы разработки...» (2000г) ведется промышленная разработка месторождений. Согласно действующему проектному документу на месторождении Сазтобе Юго-Восточное – верхнетриасовые залежи пластов (Т₃-1 и Т₃-2) северного и восточного блоков рассмотрены как единый горизонт и объединены в один объект разработки. На месторождении Сазтобе Северо-Восточное выделены 2 объекта разработки: I объект – горизонт Ю-ХII (разделенный на пласты А и Б); II объект – горизонт Ю-ХIII.

Сазтобе Юго-Восточное

Разработка ведется на естественном водонапорном режиме. На дату отчета на месторождении Сазтобе Юго-Восточное добыча осуществляется по скважинам №№44,48,49 фонтанным и механизированным способом (ШГН).

Максимальный уровень добычи нефти по месторождению за весь период промышленной разработки был достигнут в 2003г в объеме 61,2 тыс. т при добывающем фонде 3 единицы.

Как видно из анализа работы добывающих скважин основная добыча нефти до конца 2011г приходилась на фонтанирующую скважину №44, добыча по которой резко уменьшилась и увеличилась обводненность в 2012г при переводе на механизированный способ эксплуатации (ШГН). Однако с 2013г наблюдается ежегодный рост добычи нефти и снижение обводненности за счет проведенных КРС и оптимизации режима работы скважин.

В 2021г годовой отбор нефти составил 11,1 тыс.т, жидкости – 41,3 тыс.т и газа – 1,9 млн.м³. Уменьшение добычи нефти на 15,2% объясняется остановкой скважины №45 в июле 2021г из-за аварии, возникшей по причине прихвата ЭЦН в процессе эксплуатации. Дебиты нефти и жидкости скважины №44 на 01.12.2021г составили 17,5 и 20,7 т/сут соответственно. Обводненность продукции по скважине №44 увеличилась на 5,4% по сравнению с прошлым годом и составила 15,4%.

В 2022г годовой отбор нефти составил 7,8 тыс.т, жидкости – 9,7 тыс.т и газа – 1,4 млн.м³. Уменьшение добычи нефти на 29,7% объясняется остановкой скважины №45 в июле 2021г из-за аварии, возникшей по причине прихвата ЭЦН в процессе эксплуатации. Дебиты нефти и жидкости скважины №44 на 01.12.2022г составили 27,5 и 31,8 т/сут соответственно. Обводненность продукции по скважине №44 составила 19,8%.

В 2023г было отобрано 9,1 тыс.т по нефти, жидкости 11 тыс.т и газа 1,5 млн.м³ по месторождению с начала разработки добыто 787,71 тыс.т нефти, 130,04 тыс.т жидкости и

газа 98,731 млн.м³. Выработанность начальных извлекаемых запасов нефти составила 50%, достигнутый КИН – 0,214 доли ед.

За 2024г было отобрано 10,9 тыс.т нефти, 12,6 тыс.т жидкости и 1,7 млн.м³ газа. Среднегодовые дебиты скважин незначительно выросли: по нефти с 25,6 т/сут до 28,9 т/сут, по жидкости – с 30,9 т/сут до 33,6 т/сут. Также к концу 2024 года фонд добывающих скважин увеличился до 2 единиц. Выработанность начальных извлекаемых запасов нефти составила 50,8%, достигнутый КИН – 0,217 доли ед.

В 2025г отмечается увеличение уровня добычи нефти до 26,9 тыс.т относительно выше предыдущего года (10,9 тыс.т) за счет ввода скважины №48 в конце прошлого года и новой скважины №49 в конце этого года. Также в целом было отобрано 35,4 тыс. т жидкости и 2,5 млн.м³ газа, что выше прошлогоднего уровня добычи жидкости (12,6 тыс. т) и газа (1,7 млн.м³). Среднегодовые дебиты скважин повысились: по нефти – с 28,9 т.сут до 36,1 т/сут, по жидкости – с 33,6 т/сут до 47,5 т/сут. Газовый фактор уменьшился с 154,3 м³/т до 94,0 м³/т.

Всего за весь период разработки по месторождению добыто 775,7 тыс.т нефти, 1256,2 тыс.т жидкости, 102,9 млн.м³ газа. Выработанность начальных извлекаемых запасов нефти составила 52,6%, текущий КИН на отметке 0,225 доли ед. при утвержденном значении 0,427 доли ед.

На рисунке 3.2.7 и в таблице 3.2.4 представлены основные показатели разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное.

Сазтобе Северо-Восточное

За период с 2012г по 01.12.2022г разработка месторождения не велась, т.к. добывающие скважины находятся в бездействии.

Из-за высокой обводненности скважина №2 переведена в бездействие в 2004г. По причине прорыва газа и роста газового фактора скважина №39 была остановлена в 2008г.

В ноябре 2022г скважина №39 была введена из бездействия с проведением ПВР. Скважина введена в эксплуатацию в декабре 2022г с дебитом нефти 5,0 т/сут и обводненностью 65%.

За 2023г было отобрано 1,2 тыс.т нефти и 2,9 тыс.т жидкости, а также газа 0,4 млн.м³, среднегодовая обводненность составило 60,1%, при текущем КИН 0,039 доли ед.

В 2024г годовой отбор по нефти составил 2 тыс.т, жидкости 11,2 тыс.т и газа 0,5 млн.м³, при текущем КИН – 0,041 доли ед. В октябре была введена из бездействия скважина №2 с дебитом нефти 1,1 т/сут и обводненностью 98,3 %.

В 2025г годовой отбор нефти составил 0,7 тыс.т, жидкости – 2,1 тыс.т и газа – 0,53 млн.м³, при текущем КИН – 0,041 доли ед. Среднегодовые дебиты скважин повысились: по нефти – с 4,6 т.сут до 5,2 т/сут. Газовый фактор увеличился с 258,6 м³/т до 753,7 м³/т.

Всего за весь период разработки по месторождению добыто 52,4 тыс.т нефти, 105,3 тыс.т жидкости, 40,1 млн.м³ газа. Выработанность начальных извлекаемых запасов нефти составила 15,9%, текущий КИН на отметке 0,041 доли ед. при утвержденном значении 0,260 доли ед.

Сазтобе Северо-Восточное I объект

В 2022г добыча нефти составило 0,2 тыс.т, накопленная добыча нефти равна 37,8 тыс.т, добыча газа составляет 0,039 млн.м³ при текущем КИН 0,034 доли ед, скважина была введена из бездействия в декабре месяце, фактически проработала в текущем году 1 месяц.

В 2023г добыча нефти составляет 1,16 тыс.т, накопленная добыча нефти равна 39,1 тыс.т, добыча газа 0,422 млн.м³ при текущем КИН 0,035 доли ед. Среднегодовая обводненность составила 60,1%.

В 2024г добыча нефти равна 1,9 тыс.т, накопленная добыча нефти равна 41 тыс.т, добыча газа составило 0,511 млн.м³ при текущем КИН 0,036 доли ед. Среднегодовая обводненность составила 71,1%. Низкая продуктивность скважины №39, скважина работает с низкими дебитами по нефти и жидкости. Не выполнено бурение скважины №51.

В 2025г годовой отбор нефти составил 0,7 тыс.т, жидкости – 2,1 тыс.т и газа – 0,534 млн.м³, при текущем КИН – 0,037 доли ед.

Всего за весь период разработки по месторождению добыто 41,7 тыс.т нефти, 71,9 тыс.т жидкости, 39,8 млн.м³ газа. Выработанность начальных извлекаемых запасов нефти составила 14,3%, текущий КИН на отметке 0,037 доли ед. при утвержденном значении 0,260 доли ед.

Сазтобе Северо-Восточное II объект

В 2024г добыча нефти составила 0,1 тыс.т, накопленная добыча нефти равна 10,7 тыс.т, среднегодовой дебит нефти составляет 1,2 т/сут при текущем КИН 0,076 доли ед, Отставание в действующем фонде на 1 скважину в 2024г объясняется невыполнением бурения скважины №52, также низким коэффициентом эксплуатации в 0,2 д.ед., при проектном 0,95 д.ед,

В 2025 году II объект не разрабатывался, так как единственная добывающая скважина №2 находилась в бездействии. Скважина была введена из бездействия в октябре прошлого года, однако уже в декабре того же года была остановлена из-за 100%-ной обводненности. Накопленная добыча нефти составляет 10,7 тыс.т, жидкости – 33,4 тыс.т.

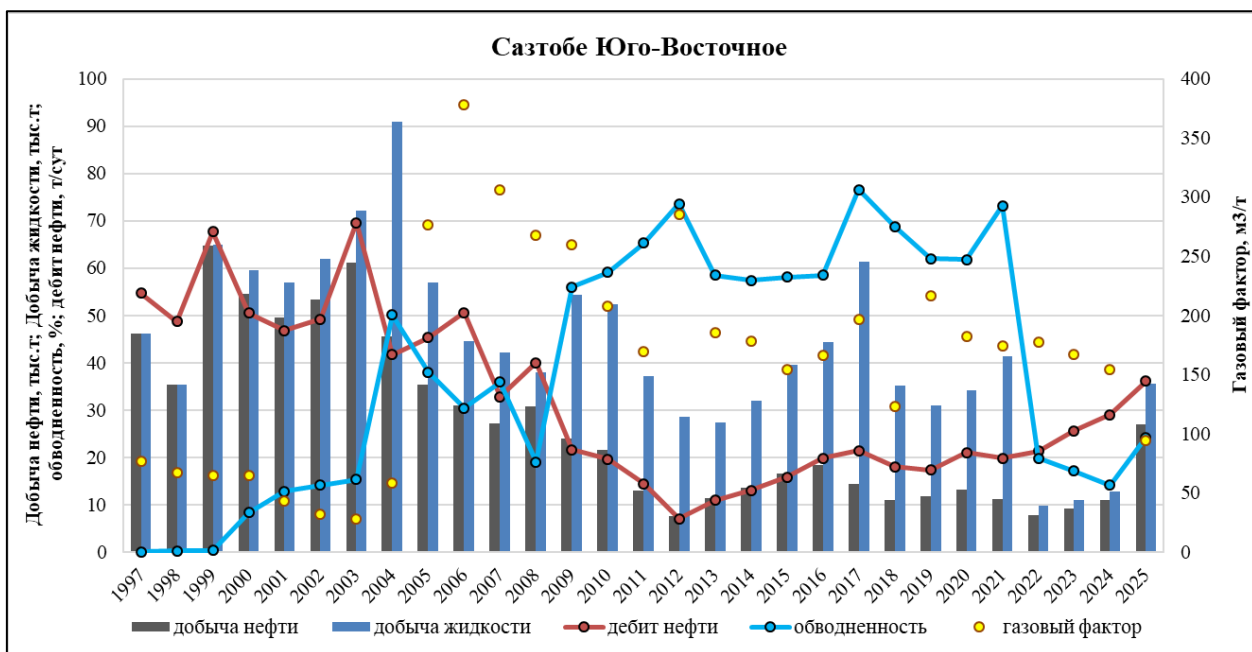


Рис. 3.2.7 – График основных показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное

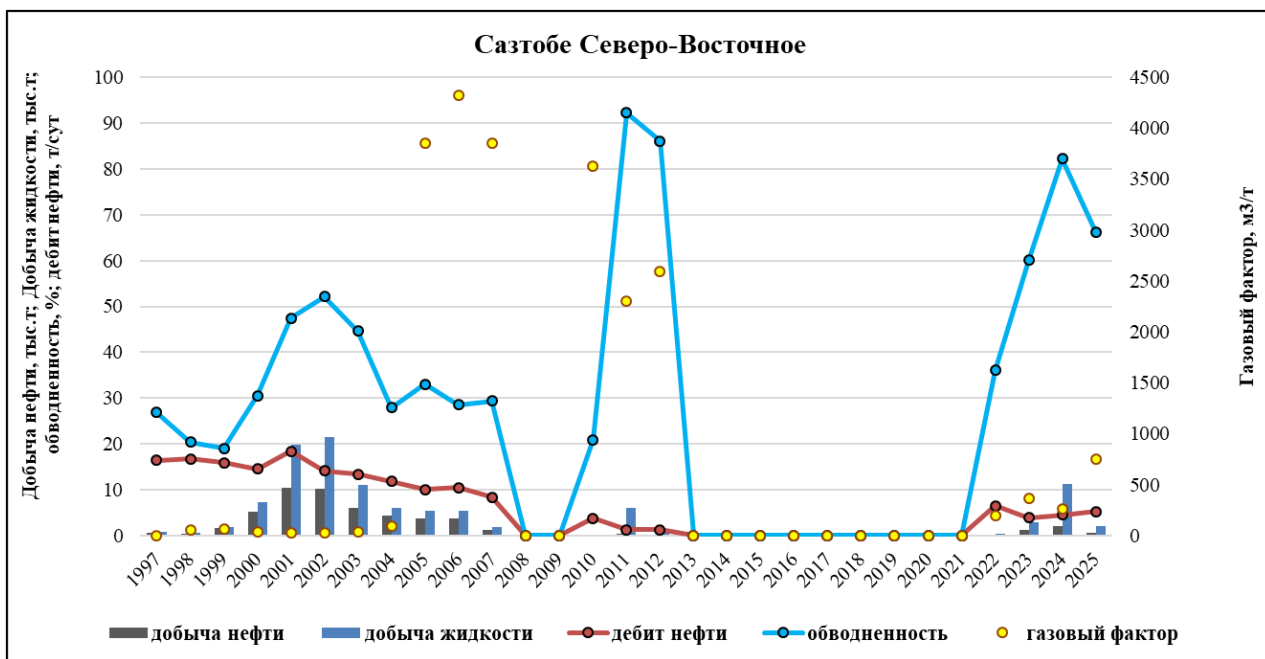


Рис. 3.2.8 – График основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	11,1	7,8	9,1	10,9	26,9
2	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	11,1	7,8	9,1	10,9	23,4
3	из новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	1,2	3,5
4	мехспособом, тыс.т	11,1	7,8	9,1	9,7	7,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	721,0	728,8	737,9	748,8	775,7
6	Добыча жидкости, всего, тыс.т	41,3	9,7	11,0	12,6	35,4
7	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1187,4	1197,1	1208,1	1220,8	1256,2
8	Обводненность продукции, % по весу	73,1	19,8	17,0	14,0	24,1
9	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти, %	0,3	0,2	0,3	0,3	0,8
10	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	1,5	1,1	1,2	0,7	1,8
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	1,5	1,0	1,2	1,5	3,8
12	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,9	1,4	1,5	1,7	2,5
13	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	95,8	97,2	98,7	100,4	102,9
14	Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	1
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	3	3	3	4	5
17	в т.ч. действующих, шт.	1	1	1	2	3
18	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	19,7	21,3	25,6	28,9	36,1
19	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	73,4	26,6	30,9	33,6	47,5
20	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
22	Текущий КИН, д.ед.	0,209	0,212	0,214	0,217	0,225
23	Средний газовый фактор, м ³ /т	174,1	177,7	167,2	154,3	94,0
24	Выработка запасов нефти, %	48,9	49,4	50,0	50,8	52,6

Таблица 3.2.5 - Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,2	1,2	2,0	0,7
2	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,2	1,2	2,0	0,7
3	из новых скважин, тыс.т	0	0	0	0	0
4	мехспособом, тыс.т	0,0	0,2	1,2	2,0	0,7
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	48,3	48,5	49,7	51,7	52,4
6	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0	0,3	2,9	11,2	2,1
7	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	88,8	89,1	92,1	103,2	105,3
8	Обводненность продукции, % по весу	0	36,1	60,1	82,2	66,2
9	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти, %	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
10	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,1	0,4	0,6	0,2
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,1	0,4	0,7	0,3
12	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,0	0,04	0,4	0,5	0,5
13	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	38,5	38,6	39,0	39,5	40,1
14	Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	0	1	1	2	2
17	в т.ч. действующих, шт.	0	1	1	2	1
18	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	0,0	6,5	3,9	4,6	5,2
19	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	0,0	10,2	9,7	25,6	15,4
20	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,0	1,0	1,0	1,0	0,5
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,0	1,0	0,8	1,0	0,9
22	Текущий КИН, д.ед.	0,038	0,038	0,039	0,041	0,041
23	Средний газовый фактор, м ³ /т	0	197,3	363,1	258,6	753,7
24	Выработка запасов нефти, %	14,7	14,7	15,1	15,7	15,9

Таблица 3.2.6 – Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное I объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,2	1,2	1,9	0,7
2	в т.ч. из переходящих скважин	0,0	0,2	1,2	1,9	0,7
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	0,0	0,2	1,2	1,9	0,7
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	37,6	37,8	39,1	41,0	41,7
6	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,3	2,9	6,6	2,1
7	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	59,2	60,2	63,2	69,8	71,9
8	Обводненность продукции, % по весу	0,0	35,5	60,1	71,1	66,2
9	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти, %	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
10	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,1	0,4	0,7	0,2
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,1	0,4	0,8	0,3
12	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,0	0,04	0,4	0,5	0,5
13	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	38,3	38,4	38,8	39,3	39,8
14	Ввод добывающих скважин, шт.	0	1	0	0	0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	1	1	1	1
17	в т.ч. действующих, шт.	0	1	1	1	1
18	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	0	6,5	3,9	5,2	5,2
19	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	0,0	10,2	9,7	18,0	15,4
20	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,0	1,0	1,0	1,0	0,5
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,0	1,0	1,0	1,0	0,9
22	Текущий КИН, д.ед.	0	0,034	0,035	0,036	0,037
23	Средний газовый фактор, м ³ /т	0	1990	383,6	268,2	753,7
24	Выработка запасов нефти, %	12,9	12,9	13,4	14,0	14,3

Таблица 3.2.7 – Динамика основных показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0	0	0	0,1	0
2	в т.ч. из переходящих скважин	0	0	0	0,1	0
3	из новых скважин	0	0	0	0	0
4	мехспособом	0	0	0	0,1	0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	10,6	10,6	10,6	10,7	10,7
6	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0	0	0	4,6	0,0
7	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	28,9	28,9	28,9	33,4	33,4
8	Обводненность продукции, % по весу	0	0	0	98,1	0
9	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти, %	0	0	0	0,1	0
10	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	0	0	0	0,2	0
11	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	0	0	0	0,3	0
12	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0	0	0	0,004	0
13	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,213	0,213	0,213	0,216	0,216
14	Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	0	1	0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	1
16	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	1	1	1	1
17	в т.ч. действующих, шт.	0	0	0	1	0
18	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	0	0	0	1,2	0
19	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	0	0	0	64,2	0
20	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
21	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
22	Текущий КИН, д.ед.	0,075	0,075	0,075	0,076	0,076
23	Средний газовый фактор, м ³ /т	0	0	0	44,7	0
24	Выработка запасов нефти, %	28,6	28,6	28,6	28,9	28,9

Таблица 3.2.8 – Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации скважин Сазтобе Юго – Восточное

№№ п/п	Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс.т		Добыча жидкости, тыс.т		Дебит, т/сут					
						среднегодовой		максимальный		минимальный	
		2025	с начала разработки	2025	с начала разработки	нефти	жидкости	нефти	жидкости	нефти	жидкости
1	Фонтанный	19,4	623,9	25,9	884,4	52,2	67,6	83,1	128,1	32,5	52,2
2	Механизированный	7,5	151,6	9,5	371,7	20,8	26,3	27,4	32,4	17,0	22,8
	в т.ч. ШГН										

Характеристика закачки рабочего агента

Залежи триасовых и юрских горизонтов месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Северо-Восточное разрабатываются на естественном режиме без поддержания пластового давления.

Динамика обводненности продукции

На дату составления настоящего отчета в продукции всех добывающих скважин месторождений присутствует вода.

На графике 3.2.9 приводится распределение действующего фонда скважин по обводненности на конец каждого года с начала разработки по месторождениям.

По скважине №44 фактическая среднегодовая обводненность в 2025 году составила 20,6%. С начала разработки среднегодовая обводненность поддерживается на уровне 22,7% по скважине №48 и 1% по скважине №49.

В таблице 3.2.9 дается характеристика обводненности продукции скважин месторождения: суммарное за 5 лет количество добытой попутной воды и жидкости, динамика обводненности и ее тенденции, динамика фонда обводненных скважин, их распределение по степени обводнения продукции, процентное содержание к фонду добывающих скважин на дату отчета, тенденции и причины обводнения. Смотря на таблицу 3.2.9 видно, что по месторождению идет спад уровни обводненности до 2024г. В 2025 году обводненность продукции составила 24,1%. Рост показателя связан с увеличением обводненности скважины №48 (64,2%).

В таблицах 3.2.10 и 3.2.11 показаны зависимость обводненности от накопленной добычи нефти и характер обводненности по нефтяным скважинам и объектам разработки.

В дальнейшем для недопущения конусообразования подошвенной воды рекомендуется регулировать технологический режим добывающих скважин, чтобы уменьшить депрессию на пласт. В скважинах с высокой обводненностью провести ГИС-контроль для определения водопроявляющих интервалов. По их результатам провести изоляцию водопроявляющих интервалов.

Таблица 3.2.9 – Динамика обводненного фонда скважин объекта разработки Сазтобе Юго-Восточное

№ п/п	Показатели	Годы				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Обводненность продукции, %	73,1	19,8	17,0	14,0	24,1
2	Количество добывающих скважин, шт.	2	1	1	2	3
3	Количество обводненных скважин, шт.	2	1	1	2	3
4	в т.ч. из-за нагнетания	-	-	-	-	-
5	подъема ВНК	-	-	-	-	-
6	по техническим причинам	-	-	-	-	-
7	Количество скважин, выбывших из эксплуатации из-за обводнения, шт.	1	-	-	-	-

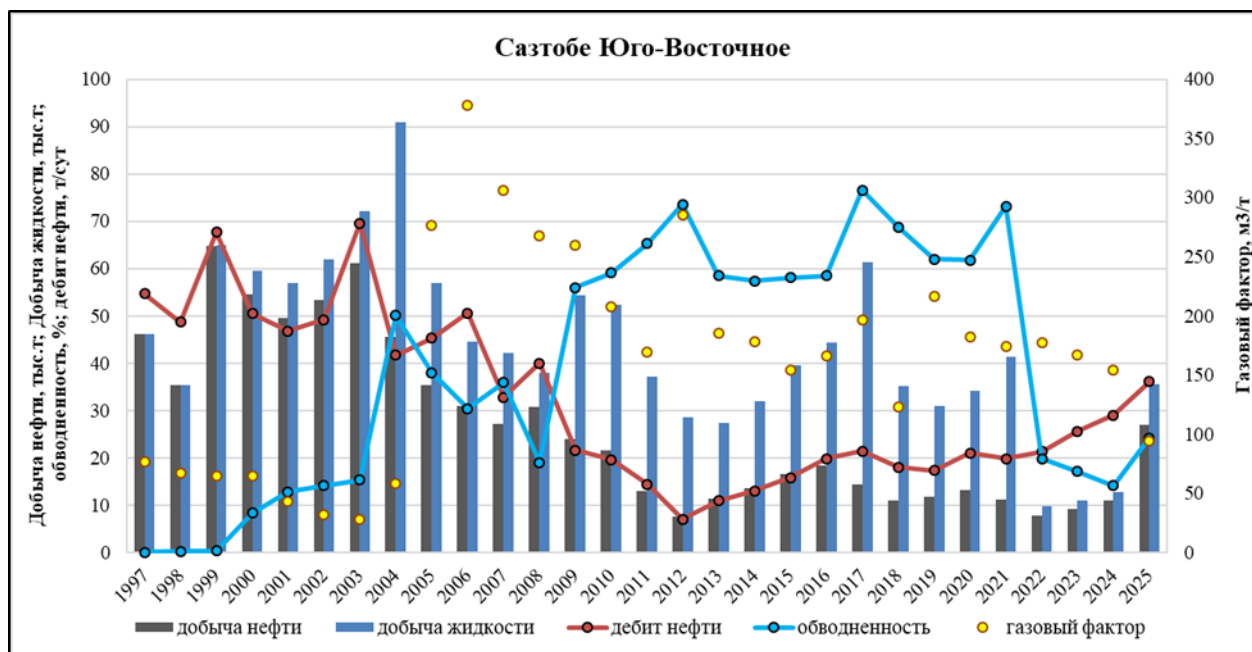


Рис. 3.2.9 – Динамика обводненности продукции скважин Сазтобе Юго-Восточное

Таблица 3.2.10 – Распределение фонда скважин по обводненности объекта разработки Сазтобе Юго-Восточное

№ п/п	Показатели	По безво дным сква жинам	По обводненным скважинам				
			до 10%	10-50%	50-90%	выше 90%	всего
			Скв. СЮВ- 49	Скв. СЮВ- 44	Скв. СЮВ- 48	-	СЮВ-44, СЮВ-48, СЮВ-48
1	Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	3,5	361,8	17,0	-	382,3
2	Доля в накопл. добыче нефти, %	-	0,9	94,6	4,5	-	100,0
3	Добыча нефти, тыс.т/год	-	3,5	7,6	15,8	-	26,9
4	Доля в добыче нефти, %/год	-	13,0	28,3	58,7	-	100,0
5	Количество скважин, шт.	-	1	1	1	-	3
6	Средний дебит 1 скважины по нефти, т/сут	-	82,3	20,8	46,3	-	36,1
7	Средний дебит 1 скважины по жидкости, т/сут	-	83,2	26,3	65,5	-	47,5

Таблица 3.2.11 – Распределение обводненного фонда скважин месторождения Сазтобе Юго-Восточное по годам

№№ п/п	Показатели	Сазтобе Юго – Восточное				
		2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т/год	11,1	7,8	9,1	10,9	26,9
2	Добыча воды, тыс.т/год	30,2	1,9	1,9	1,7	8,6
3	Добыча жидкости, тыс.т/год	41,3	9,7	11,0	12,6	35,4
4	Обводненность продукции, %	73,1	19,8	17,0	14,0	24,1
5	Средний дебит 1 скважины по нефти, т/сут	19,7	21,3	25,6	28,9	36,1
6	Средний дебит 1 скважины по жидк., т/сут	73,4	27,2	30,9	33,6	47,5
7	Количество скважин, шт.	2	1	1	2	3
8	Количество обводненных скважин, шт.	1	1	1	1	1

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационным объектам нефтяных залежей месторождения по состоянию на 01.01.2026г.

О состоянии выработки запасов можно судить по параметрам, характеризующим степень выработанности объектов эксплуатации, как отбор от НИЗ и текущий коэффициент извлечения нефти.

В таблице 3.2.14 приведено текущее состояние выработки запасов нефти по месторождениям Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

Начальные запасы нефти по месторождению Сазтобе Юго-Восточное составляют: балансовые 3444 тыс.т, извлекаемые 1475 тыс.т. Накопленная добыча с начала разработки составила 775,7 тыс.т нефти. По месторождению было отобрано 52,6% от НИЗ. Остаточные запасы составляют: балансовые 2668,3 тыс.т., извлекаемые 699,3 тыс.т. нефти. Текущий коэффициент извлечения нефти достиг 0,225 доли ед. По продуктивным горизонтам месторождения Сазтобе Северо-Восточное начальные балансовые запасы составляют 1264 тыс.т, извлекаемые 329 тыс.т нефти. На дату отчета с начала разработки по месторождению добыто 52,4 тыс.т нефти, при отборе от НИЗ 15,9%. Остаточные балансовые запасы составляют 1211,6 тыс.т и извлекаемые 276,6 тыс.т нефти. Достигнутый текущий коэффициент нефтеотдачи по месторождению достиг всего лишь 0,041 доли ед.

Как видно из таблиц 3.2.12, 3.2.13 и 3.2.14, наиболее выработанными являются триасовые горизонты, где текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,225 доли ед., при утвержденном его значении 0,428 доли ед. Основным по содержанию начальных извлекаемых запасов нефти (84,4%) является месторождение Сазтобе Юго-Восточное, который продуктивен в пределах двух блоков.

Месторождение Сазтобе Юго-Восточное (триасовые горизонты).

Продуктивные горизонты приурочены к верхнетриасовым отложениям. В эксплуатации перебывало 6 скважин (№№44, 45, 46, 47, 48, 49). Геологическая модель месторождения Сазтобе Юго-Восточное, принятая при «Подсчете запасов...» (1998г), отличается от модели, полученной в результате переинтерпретации сейсмических материалов 3Д (2015г). Между скважинами №№44 и 45 выявлен разлом (f1) с севера на юг, ранее он проходил параллельно основным двум сбросам по направлению восток-запад.

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на месторождение Сазтобе Юго-Восточное 775,7 тыс.т, что составляет 94,0% от общей накопленной добычи нефти по

двум месторождениям в целом. Текущий КИН по данному объекту составляет 0,225 доли ед., при утвержденном КИН 0,428 доли ед., по объекту Сазтобе Северо-Восточное текущий КИН – 0,041 доли ед., при утвержденном КИН 0,260 доли ед. В целом на дату отчёта состояние выработки нефтяных залежей можно охарактеризовать наиболее высокое по объекту Сазтобе Юго-Восточное выработанность составляет 52,6%, и низкая по Сазтобе Северо-Восточное выработанность запасов достигла 15,9%. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категории С₁) по залежи оценивается 975,9 тыс.т. Динамика темпов выработки запасов нефти и текущих КИН представлены в таблицах 3.2.12-3.2.13.

Таблица 3.2.12 – Динамика темпов выработки запасов нефти по годам

Объект	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Сазтобе Юго-Восточное	48,1	48,9	49,4	50,0	50,8	52,6
Сазтобе Северо-Восточное	14,7	14,7	14,8	15,1	15,7	15,9

Таблица 3.2.13 – Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти по годам

Объект	Пласт	Годы					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Сазтобе Юго-Восточное	T3	0,206	0,209	0,212	0,214	0,217	0,225
Сазтобе Северо-Восточное	J	0,038	0,038	0,038	0,039	0,041	0,041

В таблице 3.2.14 приведено состояние выработанности запасов нефти от утвержденных извлекаемых запасов в пределах горного отвода по категории С₁ по состоянию на 01.01.2026г.

Таблица 3.2.14 – Состояние выработанности запасов нефти на 01.01.2026г

Участок	Объект	Начальные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы, тыс.т		КИН, доли ед.		Отбор от НИЗ, %
		геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые	Утвержденный	Текущий	
СЮВ	I (Т ₃)	3444,0	1475,0	775,7	2668,3	699,3	0,428	0,225	52,6
ССВ	I (J-XII)	1123,0	292,0	41,7	1081,3	250,3	0,260	0,037	14,3
	II (J-XIII)	141,0	37,0	10,7	130,3	26,3	0,262	0,076	28,9
	В целом по ССВ:	1264,0	329,0	52,4	1211,6	276,6	0,260	0,041	15,9
По м/р:		4708	1804	828,1	3879,9	975,9	0,383	0,176	45,9

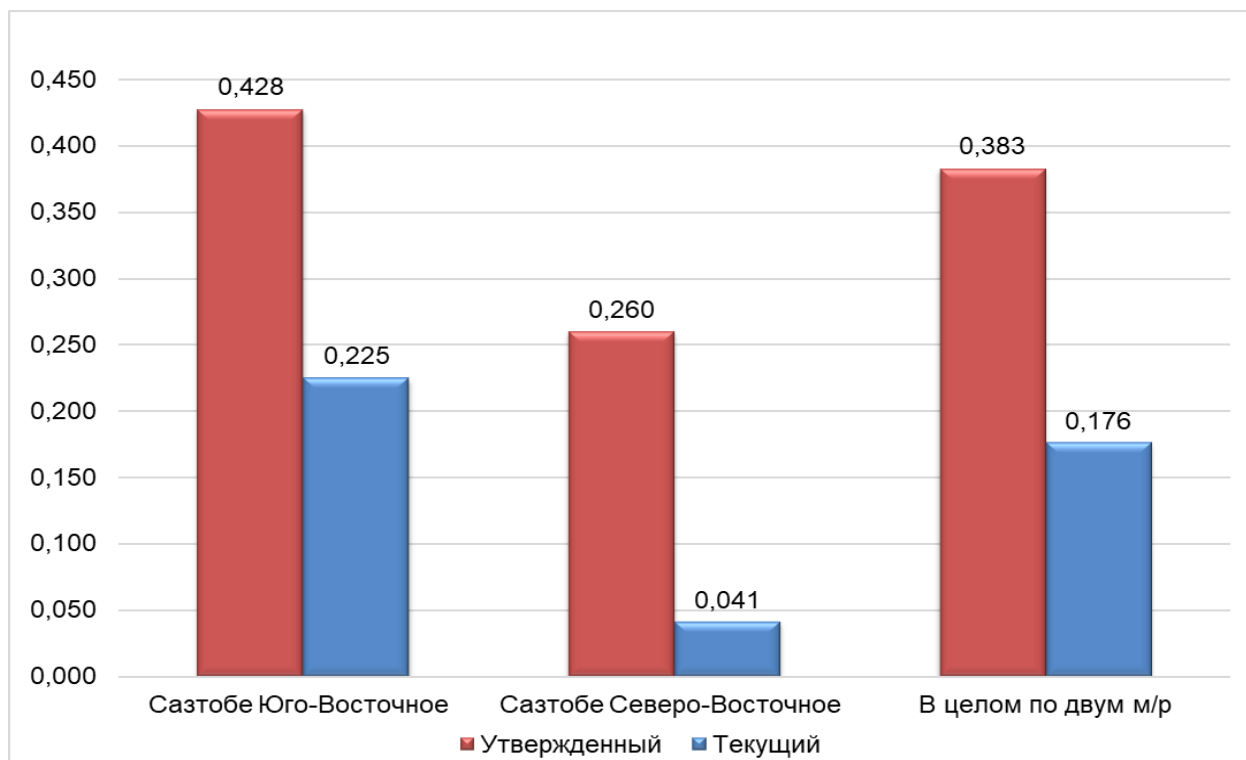


Рис.3.2.10 – Сопоставление утвержденных и текущих значений КИН по месторождениям (по состоянию на 01.01.2026)

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Назарова С.Н., Сипачева Н.В. и Камбарова Г.С. по объекту нефтяной залежи Сазтобе Юго-Восточное.

Построенные характеристики вытеснения приведены на рисунках 3.2.11 - 3.2.14.

Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН (табл.3.2.15).

Таблица 3.2.15 – Основные показатели выработки запасов нефти по Сазтобе Юго-Восточное

Наименование метода	Запасы нефти, тыс.т.			КИН, доли ед.			Накопленная добыча нефти, тыс.т
	геологические	извлекаемые	вовлеченные	утвержденный	текущий	потенциальный	
Метод Назарова-Сипачева	3700	1580	845,1	0,427	0,202	0,228	748,8
Метод Камбарова	3700	1580	985,0	0,427	0,202	0,266	
Зависимость уд. Год доб. От сум. Отборов	3700	1580	925,0	0,427	0,202	0,250	
Сред. Значение	3700	1580	918,3	0,427	0,202	0,248	

Среднее значение вовлеченных запасов нефтяная залежь Сазтобе Юго – Восточное по трем методикам составило 918,3 тыс.т. Более близкие значения вовлекаемых запасов получены по методике Камбарова, в среднем 985,0 тыс.т. Из таблицы 6.2.3 видно, что при

сложившейся системе разработки, невозможно достичь утвержденных КИН, т.к. вовлекаемые запасы ниже утвержденных извлекаемых запасов нефти, поэтому необходимо бурение новых скважин.

На дальнейший период разработки нефтяных залежей, с целью достижения утвержденных коэффициентов извлечения нефти, настоящим отчетом предусмотрена реализация геолого-промысловых мероприятий по повышению эффективности существующей системы разработки (ввод из бурения новых добывающих скважин, перевод под нагнетание и т.п.). Реализация данных мероприятий позволят спроектировать более эффективную систему разработки, позволяющий достичь планируемого объема добычи нефти.

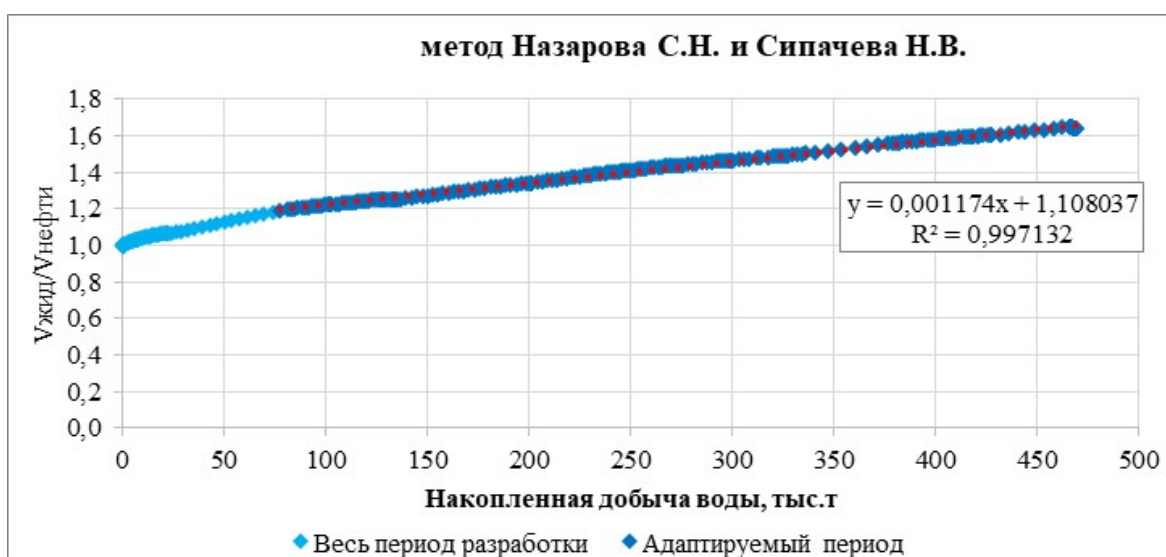


Рис. 3.2.11 – Характеристики вытеснения по методике Назарова-Сипачева



Рис. 3.2.12 – Характеристики вытеснения по методике Камбарова Г.С.



Рис. 3.2.13 – Зависимость удельной годовой добычи нефти от суммарных отборов по месторождению Сазтобе Юго-Восточное

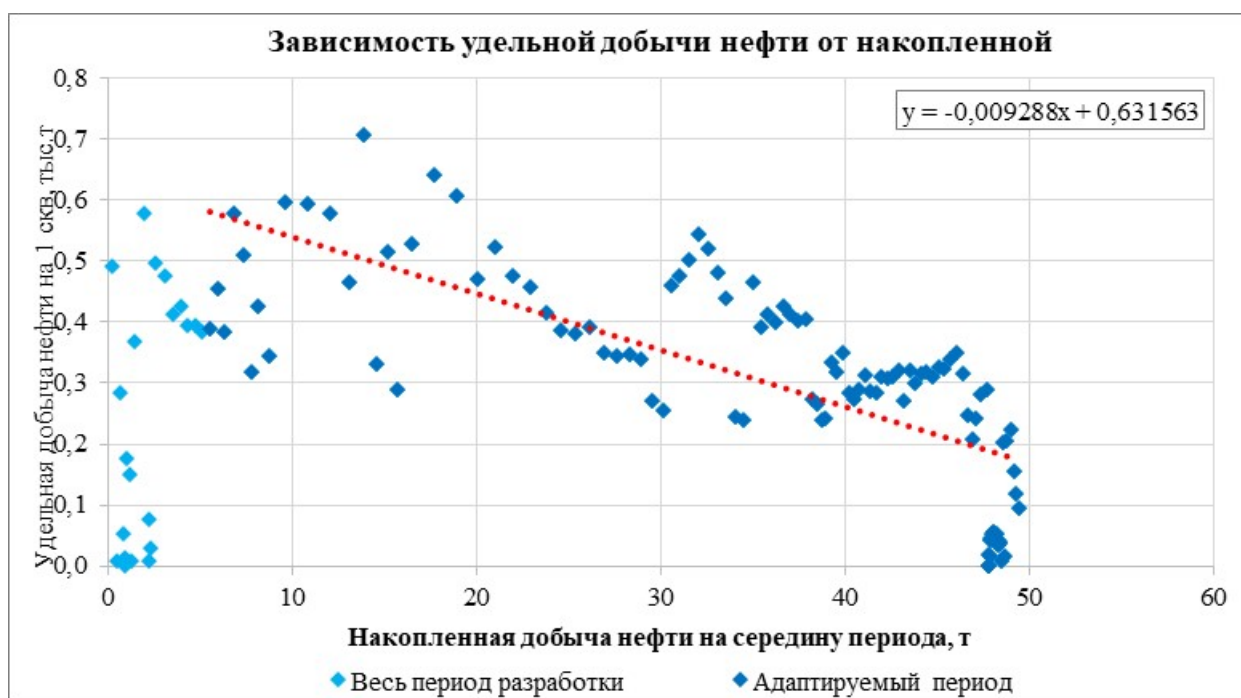


Рис. 3.2.14 – Зависимость удельной годовой добычи нефти от суммарных отборов по месторождению Сазтобе Северо-Восточное

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Действующим проектным документом является «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» по состоянию на 01.01.2025г (Протокол ЦКР РК №66/22 от 23-24.09.2025г), согласно которому ведется разработка месторождений.

Сазтобе Юго-Восточное

Сравнение основных показателей разработки по месторождению Сазтобе Юго-Восточное представлены в таблице 3.2.16 и на рисунке 3.2.15. Проектные технологические показатели за 2021-2024гг приведены из отчета «Проект разработки...» 2021 г. Проектные технологические показатели за 2025г приведены с «Анализа разработки...» 2025г.

В 2021г добыча нефти составила 11,1 тыс.т что ниже проектного значения на 23,4%, отставание проектных показателей по добыче нефти связано с отставанием в фонде и обводнением скважины №45, отставание в действующем фонде на 2 ед, объясняется бездействием скважины №45 и невыполненным вводом из бездействия скважины №46. Наблюдается незначительный рост среднего дебита по нефти в 19,7 т/сут, при проектном значении 19,5 т/сут, дебит по жидкости в 73,4 т/сут ниже проектного на 26,2%, при проектном значении 99,5 т/сут, среднегодовая обводненность 73,1% при проектном значении 80,4%. Газовый фактор ниже проектного значения.

В 2022г при проектном показателе 17,7 тыс.т добыто 7,8 тыс.т нефти что на 56% ниже, что связано с отставанием фактически действующего добывающего фонда скважин на 2 ед. Фактический дебит по нефти действующей добывающей скважины в 21,3 т/сут на 18,3% выше, чем проектное значение – 18,0 т/сут, среднегодовая обводненность в 19,8% ниже проектной – 81,9%, по причине бездействия высокообводненной скважины №45. Газовый фактор ниже проектного значения.

В 2023г фактическая добыча нефти и жидкости по горизонту, составляющая 9,1 тыс.т и 11,0 тыс.т соответственно, значительно отстают от проектных значений в 22,7 тыс.т нефти и 111 тыс.т жидкости, по причине отставания по добывающему фонду скважин. Фактический фонд добывающих скважин равен 3 вместо 5 по проекту, отставание в фонде по причине выбытия в наблюдательный фонд скважины №47 и переносом сроков бурения скважины №48. Среднегодовой дебит нефти составил 25,6 т/сут против проектного 19,7 т/сут. Газовый фактор ниже проектного значения. Фактическая обводненность – 17% вместо проектных – 79,5%. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,214 доли ед., при проектном значении 0,207 доли ед.

В 2024г добыча нефти составила 10,9 тыс.т при проектном уровне в 33,1 тыс.т, что на 67,1% ниже проекта, по причине отставания фактического действующего добывающего

фонда скважин на 2 ед. Добыча растворенного газа составила 1,7 млн.м³ при проектном 6,1 млн.м³, что ниже проектного уровня на 72,5% проектного.

Отставание проектных показателей по добыче связано с отставанием в фонде и обводнением скважины №45. Отставание действующего фонде на 4 ед, связано с бездействием скважины №45, невыполнением ввода скважины №46 из бездействия, невыполнением бурения скважины №49, заложенной на 2024г в рамках «Проекта разработки...-2021г».

В 2025г фактическая добыча нефти и жидкости по горизонту, составляющая 26,9 тыс.т и 35,4 тыс.т соответственно, отстает от проектных значений в 42,8 тыс.т нефти и 165,2 тыс.т жидкости. Основной причиной отставания от проектных показателей является ухудшение работы скважины №48. Также ключевым негативным фактором стало резкое увеличение обводненности данной скважины, которая достигла 64,2%. Среднегодовой дебит нефти по объекту составил 36,1 т/сут против проектного 23,6 т/сут. Газовый фактор ниже проектного значения. Фактическая обводненность – 24,1% вместо проектных – 74,1%. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,225 доли ед., при проектном значении 0,227 доли ед.

Сазтобе Северо-Восточное

В «Проекте разработки...2021г» был заложен ввод из бездействия 2 скважин: №2 в 2021г и №39 в 2022г, а также ввод из бурения скважины №51 в 2023г и скважины №52 в 2024г.

В 2022г при проектном показателе 5,6 тыс.т отобрано 0,2 тыс.т нефти, что связано с отставанием в коэффициенте эксплуатации 0,07 д.ед, так как скважина №39 введена в эксплуатацию в декабре 2022г. Фактический дебит по нефти действующей добывающей скважины на 13,5% ниже проектного уровня, среднегодовая обводненность в 36,1% ниже проектного значения в 66,7%. Газовый фактор составил 197,3 м³/т при проектном значении 79,8 м³/т.

В 2023г фактическая добыча нефти и жидкости по горизонту в 1,2 тыс.т и 2,9 тыс.т соответственно, значительно отстают от проектных значений в 8,5 тыс.т нефти и 22,9 тыс.т жидкости, что связано с отставанием в фактическом фонде добывающих скважин на 2 единицы. Фактический действующий добывающий фонд составил 1 единицу вместо запланированного фонда в 3 скважины. Отставание в фонде объясняется невыполнением ввода из бездействия скважины №2.

В 2024г фактическая добыча нефти составила 2 тыс.т, что на 84,5% ниже проектного уровня в 12,9 тыс.т. Недостижение проектного уровня добычи нефти, растворенного газа и жидкости связано с фактически меньшим фондом действующих добывающих скважин,

отстающим на 2 единицы, в связи с невыполнением ввода бурения скважины №51 в 2023г и скважины №52 в 2024г, а также отставанием фактического коэффициента эксплуатации от проектного, в связи с вводом скважины №2 в октябре 2024г. Также наблюдается отставание фактических показателей дебита нефти и жидкости, составивших 4,6 т/сут и 25,6 т/сут соответственно, от проектных уровне в 10,5 т/сут (нефть) и 27,7 т/сут (жидкость).

В 2025г при проектном показателе 16,5 тыс.т отобрано 0,7 тыс.т нефти, Это связано с тем, что коэффициент эксплуатации составил 0,5 д. ед., так как скважина №39 находилась в простое в связи с проведением ПРС и была введена в эксплуатацию только в октябре 2025 года. А также с декабря прошлого года скважина №2 находится в бездействии по причине 100% обводненности. Среднегодовой дебит нефти составил 5,2 т/сут против проектного 10,5 т/сут. Газовый фактор значительно выше проектного значения почти на 4 раза и составил 753,7 м³/т. Фактическая обводненность – 66,2 % вместо проектных – 62,1%. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,041 доли ед., при проектном значении 0,065 доли ед.

Сравнение основных показателей разработки по месторождению Сазтобе Северо-Восточное представлены в таблице 3.2.17.

Сазтобе Северо-Восточное I объект

В 2022 году фактическая добыча нефти составила 0,2 тыс.т нефти против проектного 4,3 тыс.т, отставание связано с поздним ВБД скважины №39. Накопленная добыча нефти 37,89 против проектного 51 тыс.т.

В 2023г фактическая добыча нефти равна 1,16 тыс.т против проектного уровня в 8,5 тыс.т., фактический дебит нефти равен 3,9 т/сут против проектного 9,9 т/сут, фактическая среднегодовая обводненность составила 60,1 % против проектного значения в 62,9%. Отставание факта от проекта по добыче нефти и жидкости связано с отставанием фактического фонда добывающих скважин от проектного уровня.

В 2024г добыча нефти составила 1,9 тыс.т против проектного 10,8 тыс.т, накопленная добыча составила 41,0 тыс.т против проектного 69,1 тыс.т, КИН составил 0,036 д.ед., против проектного 0,054 д.ед. Недостижение проектного уровня добычи нефти, растворенного газа и жидкости связано с фактически меньшим фондом действующих добывающих скважин, отстающим на 1 единицу, в связи с невыполнением ввода из бурения скважины №51 в 2023г. Также наблюдается отставание фактических показателей дебита нефти и жидкости от проектных.

В 2025г добыча нефти составила 0,7 тыс.т против проектного 13,6 тыс.т, накопленная добыча составила 41,7 тыс.т против проектного 82,7 тыс.т, КИН составил 0,037 д.ед. против проектного 0,065 д.ед. Фактическая добыча растворенного газа составила

0,534 млн.м³, при проектном значении 1,086 млн.м³. Среднегодовой дебит нефти составил 5,2 т/сут против проектного 15,2 т/сут. Газовый фактор значительно выше проектного значения и составил 753,7 м³/т. Фактическая обводненность – 66,2% вместо проектных – 57,2%. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,037 доли ед., при проектном значении 0,065 доли ед.

Сазтобе Северо-Восточное II объект

В 2022г фактическая добыча нефти равна 0 тыс.т против проектного 1,3 тыс.т по причине бездействия скважины №2.

В 2023г фактическая добыча нефти равна 0 тыс.т против проектного 1,1 тыс.т, что также связано с бездействием скважины №2.

В 2024г в октябре месяце была введена из бездействия скважина №2, добыча нефти составила 0,1 тыс.т против проектного уровня в 2,1 тыс.т, отставание связано с поздним вводом скважины и высокой обводненности 100% по причине которой скважина была остановлена и введена в БД. Скважина №2 характеризуется низкой продуктивностью и высокой обводненностью выше 98,1%. В 2024г не выполнено бурение скважины №52.

Согласно действующему проектному документу «Анализ разработки...2025г», эксплуатация II объекта не предусматривалась. Единственная скважина №2, относящаяся к данному объекту, находится в бездействии, в связи с чем в 2025 году объект не разрабатывался. Планируется, что разработка II объекта будет возобновлена в 2032 году с вводом из бурения новой скважины №52.

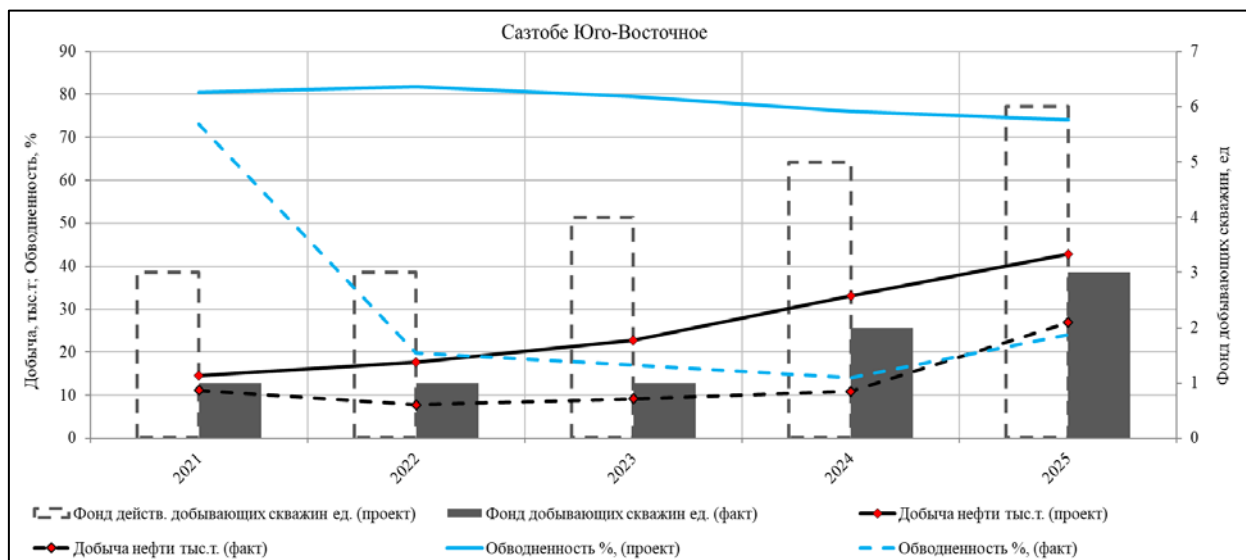


Рис. 3.2.15 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное

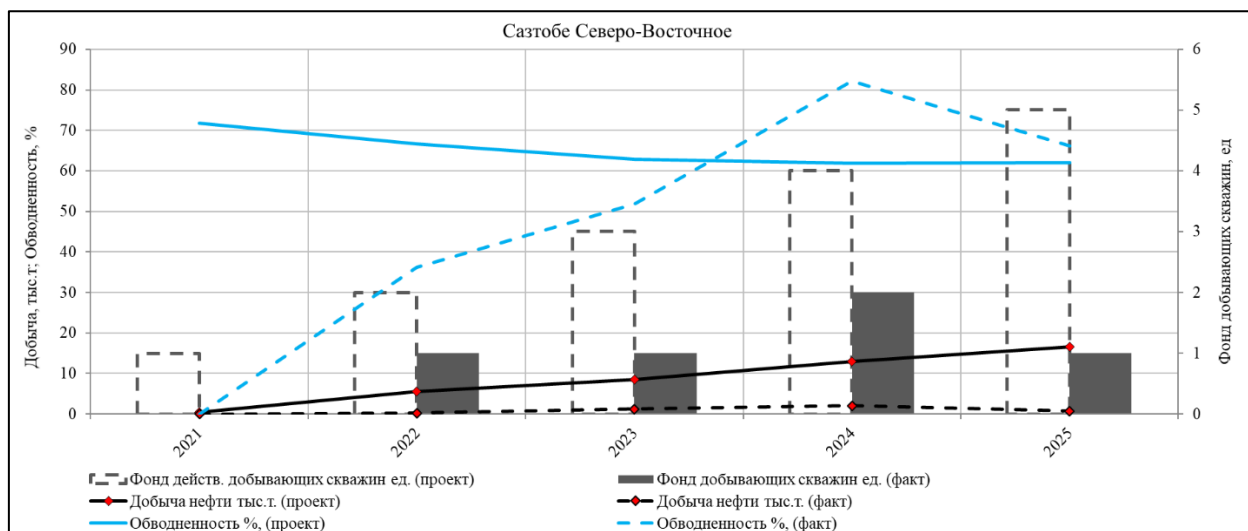


Рис. 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное

Таблица 3.2.16 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	14,5	11,1	17,7	7,8	22,7	9,1	33,1	10,9	42,8	26,9
2	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	14,5	11,1	17,7	7,8	22,7	9,1	33,1	10,9	42,8	23,4
3	мехспособом	тыс.т	14,5	11,1	17,7	7,8	22,7	9,1	33,1	9,7	42,8	7,5
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	724,4	721,0	742,1	728,8	764,8	737,9	797,9	748,8	840,8	775,7
5	Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,196	0,209	0,201	0,212	0,207	0,214	0,216	0,217	0,227	0,225
6	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти	%	0,4	0,3	0,5	0,2	0,6	0,3	0,9	0,3	1,2	0,8
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,9	1,5	1,1	1,1	1,4	1,2	2,1	0,7	2,7	1,8
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	1,7	1,5	2,1	1,0	2,7	1,2	4,1	1,5	5,5	3,8
9	Выработка запасов нефти	%	45,9	48,9	47,0	49,4	48,4	50,0	50,5	50,8	53,2	52,6
10	Добыча газа	млн.м³	2,7	1,9	3,3	1,4	4,2	1,5	6,1	1,7	7,9	2,5
11	Накопленная добыча газа	млн.м³	96,6	95,8	99,9	97,2	104,1	98,7	110,2	100,4	118,1	102,9
12	Газовый фактор	м³/т	185,0	174,1	185,3	177,7	184,8	167,2	184,6	154,3	184,5	94,0
13	Добыча жидкости	тыс.т.	74,1	41,3	97,6	9,7	111,0	11,0	138,1	12,6	165,2	35,4
14	мехспособом	тыс.т.	74,1	41,3	97,6	9,7	111,0	11,0	138,1	11,4	165,2	9,5
15	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	74,1	41,3	97,6	9,7	111,0	11,0	138,1	12,6	165,2	31,9
16	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	1220,2	1187,4	1317,8	1197,1	1428,8	1208,1	1566,9	1220,8	1732,1	1256,2
17	Среднегодовая обводненность (по весу)	%	80,4	73,1	81,8	19,8	79,5	17,0	76,1	14,0	74,1	24,1
18	в т.ч. из переходящих скважин	%	80,4	73,1	81,8	19,8	79,5	17,0	76,1	14,0	74,1	24,1
19	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1
20	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	4	3	4	3	5	3	6	4	7	5
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	ед.	3	1	3	1	4	1	5	2	6	3
23	Среднегодовой дебит 1 добывающей скважины: по нефти	т/сут	19,5	19,7	18,0	21,3	19,7	25,6	22,4	28,9	23,6	36,1
24	по жидкости	т/сут	99,5	73,4	99,0	26,6	96,5	30,9	93,4	33,6	91,4	47,5
25	Коэффициент использования фонда добывающих скважин	доли ед.	0,8	0,3	0,8	0,3	0,8	0,3	0,8	0,5	0,9	0,6
26	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9

Таблица 3.2.17 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	Факт
1	Добыча нефти	тыс.т	0,4	0	5,6	0,2	8,5	1,2	12,9	2,0	16,5	0,7
2	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	0,4	0	5,6	0,2	8,5	1,2	12,9	2,0	16,5	0,7
3	мехспособом	тыс.т	0,4	0	5,6	0,2	8,5	1,2	12,9	2,0	16,5	0,7
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	48,8	48,3	54,4	48,5	62,9	49,7	75,8	51,7	92,3	52,4
5	Коэффициент извлечения нефти	%	0,034	0,038	0,038	0,038	0,044	0,039	0,053	0,041	0,065	0,041
6	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти	%	0,03	0	0,4	0,02	0,6	0,1	0,9	0,2	1,3	0,1
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,1	0	1,5	0,06	2,3	0,4	3,5	0,6	4,5	0,2
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	0,1	0	1,7	0,07	2,7	0,4	4,2	0,7	5,6	0,3
9	Выработка запасов нефти, %	%	13,2	14,7	14,8	14,7	17,1	15,1	20,6	15,7	25,0	15,9
10	Добыча газа	млн.м³	0,0	0,0	0,4	0,04	0,7	0,4	1,0	0,5	1,3	0,5
11	Накопленная добыча газа	млн.м³	38,6	38,5	39,0	38,6	39,7	39,0	40,7	39,5	42,1	40,1
12	Газовый фактор	м³/т	77,5	0	79,8	197,3	80,0	363,1	80,0	258,6	80,1	753,7
13	Добыча жидкости	тыс.т.	1,4	0	16,8	0,3	22,9	2,9	33,8	11,2	43,6	2,1
14	мехспособом	тыс.т.	1,4	0	16,8	0,3	22,9	2,9	33,8	11,2	43,6	2,1
15	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	1,4	0	16,8	0,3	22,9	2,0	33,8	11,2	43,6	2,1
16	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	90,4	88,8	107,2	89,1	130,1	92,1	164,0	103,2	207,6	105,3
17	Среднегодовая обводненность (по весу)	%	71,8	0	66,7	36,1	62,9	60,1	61,9	82,2	62,1	66,2
18	в т.ч. из переходящих скважин	%	71,8	0	66,7	36,1	62,9	60,1	61,9	82,2	62,1	66,2
19	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
20	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	2	2	2	2	3	1	4	2	5	2
22	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	0	2	1	3	1	4	2	5	1
23	Среднегодовой дебит 1 добывающей скважины: по нефти	т/сут	4,4	0	8,1	6,5	9,9	3,9	10,5	4,6	10,5	5,2
24	по жидкости	т/сут	15,7	0	24,2	10,2	26,7	9,7	27,7	25,6	27,8	15,9
25	Коэффициент использования фонда добывающих скважин	доли ед.	0,12	0	0,95	1,00	0,78	1,00	0,95	1,00	0,95	0,50
26	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,25	0	0,95	1,00	0,78	1,00	0,95	1,00	0,95	0,90

Таблица 3.2.18 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное I-объект

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы							
			2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	4,3	0,2	8,5	1,2	10,8	1,9	13,6	0,7
2	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	4,3	0,2	8,5	1,2	10,8	1,9	13,6	0,7
3	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	51	37,9	62,9	39,1	69,1	41,0	82,7	41,7
4	Коэффициент извлечения нефти	%	0,040	0,033	0,044	0,035	0,054	0,036	0,065	0,037
5	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти, %		0,4	0,02	0,6	0,1	1,0	0,2	1,1	0,1
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	1,3	0,1	2,2	0,4	3,3	0,7	4,1	0,2
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	1,5	0,1	2,6	0,5	4,0	0,8	5,2	0,3
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов	%	15,4	13	17,6	13,4	20,8	14,0	24,9	14,3
9	Добыча газа	млн.м³	0,344	0,039	0,588	0,423	0,865	0,511	1,086	0,534
10	Накопленная добыча газа	млн.м³	38,855	38,367	39,444	38,790	40,309	39,301	41,395	39,835
11	Газовый фактор	м³/т	80	197,3	80,0	363,1	80,1	268,2	79,9	753,7
12	Добыча жидкости	тыс.т.	11,7	0,3	17,9	2,91	25,5	6,6	31,7	2,1
13	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	11,7	0,3	17,9	2,91	25,5	6,6	31,7	2,1
14	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	96,0	60,2	113,9	63,2	139,4	69,8	171,1	71,9
15	Среднегодовая обводненность (по весу)	%	63,2	36,1	59,0	60,1	57,6	71,1	57,2	66,2
16	в т.ч. из переходящих скважин	%	63,2	36,1	59,0	60,1	57,6	71,1	57,2	66,2
17	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	0	0	1	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Ввод скважин из бездействия		1	1	0	0	0	0	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	1	2	1	2	1	3	1
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	1	2	1	2	1	3	1
22	Среднегодовой дебит 1 добывающей скважины: по нефти	т/сут	11,8	6,5	13,9	3,9	14,8	5,2	15,2	5,2
23	по жидкости	т/сут	32,0	10,2	33,9	9,7	34,9	18,0	35,4	15,4
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин	доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90

Таблица 3.2.19 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное II-объект

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы							
			2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс.т	1,3	0	1,1	0	2,1	0,1	2,9	0
2	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	1,3	0	1,1	0	2,1	0,1	2,9	0
3	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	3,4	10,6	4,6	10,6	6,7	10,7	9,6	10,7
4	Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,024	0,075	0,033	0,075	0,047	0,076	0,068	0,076
5	Темп отбора от начальных балансовых запасов нефти	%	0	0	0,0	0	1,5	0,1	1,5	-
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	3,5	0	3,1	0	5,7	0,2	8,1	-
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3,8	0	3,5	0	6,5	0,3	9,8	-
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов	%	9,4	28,6	12,5	28,6	18,2	28,9	26,2	28,9
9	Добыча газа	млн.м³	0,103	0	0,092	0	0,166	0,004	0,236	0
10	Накопленная добыча газа	млн.м³	0,169	0,213	0,261	0,213	0,427	0,216	0,663	0,216
11	Газовый фактор	м³/т	0,0	0	0,0	0	79,0	44,7	81,4	-
12	Добыча жидкости	тыс.т.	5,1	0	5,0	0	8,3	4,6	11,9	-
13	в т.ч. из переходящих скважин	тыс.т	5,1	0	5,0	0	8,3	4,6	11,9	-
14	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	11,2	28,9	16,2	28,9	24,6	33,4	36,5	33,4
15	Среднегодовая обводненность (по весу)	%	74,6	0,0	77,1	0,0	75,1	98,1	75,2	-
16	в т.ч. из переходящих скважин	%	74,6	0	77,1	0	75,1	98,1	75,2	-
17	Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	1	0	0	0
18	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0,0	0	0
19	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	1	1	1	2	1	2	0
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	0	1	0	2	1	2	0
21	Среднегодовой дебит 1 добывающей скважины: по нефти	т/сут	3,9	0	3,5	0	4,2	1,2	4,4	-
22	по жидкости	т/сут	15,5	0	15,3	0	16,9	64,4	17,6	-
23	Коэффициент использования фонда добывающих скважин	доли ед.	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,2	1,0	-
24	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,2	1,0	-

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 информации, полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2026 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_z^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;

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

$K_{\text{пр.ср.}}$ – 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 месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

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

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

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

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

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

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

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q_0(t)$, учитывающий

различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

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

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

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

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

В рамках настоящего проектного документа выделение эксплуатационных объектов не претерпело изменений и выделение объектов остается как в утвержденном проектном документе. На месторождении Сазтобе Юго-Восточное выделен 1 объект разработки:

- **I объект** – горизонт Тз (разделенный на пласты 1 и 2).

На месторождении Сазтобе Северо-Восточное выделены 2 объекта разработки:

- **I объект** – горизонт Ю-ХII (разделенный на пласты А и Б);
- **II объект** – горизонт Ю-ХIII.

В таблице 3.4.1 представлены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№№ п/п	Наименование	Объекты		
		Сазтобе Северо-Восточное		Сазтобе Юго-Восточное
		I объект	II объект	I объект
		Ю-ХII (А и Б)	Ю-ХIII	Тз(1+2).
1	Средняя глубина залегания, м	-3230	-3310	-3430
2	Тип залежи	Пластовые сводовые, тектонически, литологически экранированные		
3	Тип коллектора	Терригенно-поровый		
4	Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	2658	716	1840
5	Средняя общая толщина коллектора, м	26	61	28,7
6	Средневзвешенная нефтенасыщ. толщ. кол., м	11,5	4,7	30,6
7	Пористость по ГИС, доли ед.	0,148	0,141	0,16
8	Пористость по керну, доли ед.	0,19	0,13	0,15
9	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,551	0,505	0,773
10	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²			
11	по керну	82,3	2,5	9,76
12	по ГДИС	17,2		12,1
13	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,42	0,67	0,66
14	Коэффициент расчлененности, доли ед.	3	8	3,2
15	Начальная пластовая температура, °С	103,8*		103,8
16	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,5*		0,5
17	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,697*		0,697
18	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,8229		0,8346
19	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,43*		1,43
20	Содержание серы в нефти, %	0,55		0,6
21	Содержание парафина в нефти, %	2,2		2,4
22	Содержание смол силикагелевых в нефти, %	4,25		6,7
23	Давление насыщения нефти газом, МПа	20,6*		20,6
24	Газосодержание нефти, м ³ /т	184,4*		184,4
25	Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,165		1,153
26	Геологические запасы нефти (кат. С ₁ +С ₂), тыс.т	1477	141	3700

* – значения, принятые по аналогии с месторождением Сазтобе Юго-Восточное для всех юрских продуктивных горизонтов

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для дальнейшей разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное выбор расчетных вариантов произведен для каждого выделенного объекта с учетом их различных особенностей и в соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению проектов разработки...» и п.п. 134 и 135 «Единых правил...», а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, рассмотрены 2 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проектных добывающих предусмотренных к бурению, количеством геолого-технических мероприятий.

Месторождения характеризуется рядом геолого-физических и технологических особенностей, которые требуют оптимального выбора вариантов разработки. Это, в первую очередь: большие глубины залегания продуктивных пластов, (3000 - 3500 м) и небольшие запасы нефти. Кроме этого, экономическая сторона вопроса также ограничивает выбор вариантов разработки и применения различных методов воздействия на пласт. Сами месторождения по величине запасов нефти и газа относятся к категории мелких.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены два варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ.

Сазтобе Юго-Восточное

Вариант 1 (рекомендуемый)

В рамках 1 рекомендуемого варианта предусматривается бурение 3 новых добывающих скважин №№ 55, 54, 57 в 2028-2031гг и ВБД скважин №№46, 45, 47 в 2026-2029гг, а также ПВР в скважине №44 в 2031г. Таким образом, всего предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин. Разработка продуктивного горизонта будет вестись на естественном режиме истощения пластовой энергии, без применения ППД. Все проектные скважины, вводимые из бурения, по своей конструкции планируются как вертикальные.

Вариант 2

В рамках варианта 2 разработки предусматривается дополнительно к основным мероприятиям 1 варианта бурение 2 новых добывающих скважин №№ 58, 59 в 2033-2035гг.

Сазтобе Северо-Восточное

Вариант 1 (рекомендуемый)

По месторождению Сазтобе Северо-Восточное также с целью максимального достижения рекомендуется к реализации вариант 1. На I объекте разработки предусмотрено

бурение добывающих скважин №51 в 2026г и №53 в 2028г, на II объекте скважина №52 в 2032г.

Вариант 2

В рамках 2 варианта с целью охвата не дренируемых участков продуктивных горизонтов, в дополнении к I варианту предполагает бурение двух новых добывающих скважин. На I объекте разработки предусмотрено бурение добывающей скважины №61 в 2034г, на II объекте скважины №62 в 2036г.

Разработка продуктивных горизонтов будет вестись на естественном режиме истощения пластовой энергии, без применения системы ППД.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа геолого-технических мероприятий согласно 1 варианту (рекомендуемому)

Рекомендуемому)				
№ п/п	№ скв	Дата	Объект	Вид ГТМ
Сазтобе Юго-Восточное				
1	45	2026	I	Ввод из бездействия
2	46	2026		Ввод из бездействия
3	55	2028		Ввод скважины из бурения
4	47	2029		Ввод из наблюдательного фонда
5	54	2030		Ввод скважины из бурения
6	44	2031		Доп. перфорация
7	57	2031		Ввод скважины из бурения
Сазтобе Северо-Восточное				
8	51	2026	I	Ввод скважины из бурения
9	53	2028	I	Ввод скважины из бурения
10	52	2032	II	Ввод скважины из бурения

Таблица 3.4.3 – Адресная программа геолого-технических мероприятий согласно 2 варианту

№ п/п	№ скв	Дата	Объект	Вид ГТМ
Сазтобе Юго-Восточное				
1	45	2026	I	Ввод из бездействия
2	46	2026		Ввод из бездействия
3	55	2028		Ввод скважины из бурения
4	47	2029		Ввод из наблюдательного фонда
5	54	2030		Ввод скважины из бурения
6	44	2031		Доп. перфорация
7	57	2031		Ввод скважины из бурения
8	58	2033		Ввод скважины из бурения
9	59	2035		Ввод скважины из бурения
Сазтобе Северо-Восточное				
10	51	2026	I	Ввод скважины из бурения
11	53	2028	I	Ввод скважины из бурения
12	61	2034	I	Ввод скважины из бурения
13	52	2032	II	Ввод скважины из бурения
14	62	2036	II	Ввод скважины из бурения

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В рамках рекомендуемого к реализации варианта разработки, система поддержания пластового давления путем закачки рабочих агентов не предусмотрена. Подробнее в разделе 3.4.2.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В рамках настоящего проекта расчет технологических показателей разработки, извлекаемых запасов нефти и КИН выполнен на основе статистического метода прогноза, основывающегося на исторических показателях эксплуатации скважин. Отказ от традиционной и широко распространенной методики ТатНИПИ в данном случае обусловлен тремя причинами. Во-первых, проблема заключается в ограниченном объеме геолого-промысловой информации и результатов исследовательских работ, а некоторые геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и свойства насыщающих их флюидов приняты по аналогии, что в значительной степени отрицательно сказывается на достоверности аналитических методик прогнозов, выполняющих числовое моделирование залежи, таких как ТатНИПИ. Во-вторых, методика ТатНИПИ в большей степени предназначена для залежей, разрабатываемых либо с искусственным ППД, либо на активном водонапорном режиме. Однако на сегодняшний день разработка месторождения ведется без ППД на естественном режиме и, учитывая небольшие размеры залежей, внедрение заводнения в рамках наиболее оптимального рекомендуемого варианта разработки не предусматривается. Ввиду ограниченности изученности залежи гидродинамическими методами исследований и отсутствии по некоторым горизонтам стабильного периода отборов, однозначно и достоверно оценить степень активности аквифера не представляется возможным, а текущая оценка активности законтурных вод выполнена лишь на качественном уровне.

Таким образом, на основе вышеизложенного можно заключить, что для небольших месторождений, имеющих определенную степень недоизученности, исторические показатели эксплуатации скважин являются более достоверным источником информации, на котором и следует базировать дальнейший расчет прогнозных технологических показателей разработки.

Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе

связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

В таблице 3.4.4 приведены результаты расчета минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения проектных скважин.

Таблица 3.4.4 – Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения проектных скважин

Параметры	ССВ		СЮВ
	I объект	II объект	I объект
Средняя нефтенасыщенная толщина ВНЗ, м	21,4	10,1	4,7
Предельная обводненность продукции, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,0	1,0	1,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,8229	0,8229	0,8346
Плотность воды, г/см ³	1,165	1,165	1,153
Объемный коэффициент, доли ед.	1,43	1,43	1,43
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,674	0,674	0,674
Соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях, доли ед.	0,277	0,277	0,277
Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения скважин, м	1,1	0,5	0,2

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

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

где, k – проницаемость, мД; h – мощность интервала перфорации, м; R_k – радиус контура, м; r_c – радиус скважины, м; S – скин-фактор, доли ед.; B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия. Расчеты и результаты по определению дебита нефти проектных скважин представлены в таблице 3.4.4.2 Средние значения проницаемости по объектам взяты по результатам ГДИС. В связи с тем, что в рамках рассматриваемых вариантов разработки не предусматривается проведение ГРП или кислотных обработок в добывающих скважинах, прогнозный скин-фактор по умолчанию принят равным нулю. Физико-химические

свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти или по аналогии при отсутствии таковых.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта.

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'',$$

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбурирования и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эф.внз}}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

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

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

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

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

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

пластовых условиях.

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов:

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

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$;

W – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2,$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры.

В рамках настоящего проекта общее количество резервных скважин для двух месторождений составляет 3 единицы, из которых 2 скважины №63 и №64 предусмотрены на месторождении Сазтобе Юго-Восточное и 1 скважина №65 предусмотрена на месторождении Сазтобе Северо-Восточное.

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

Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

В основу экономических показателей вариантов разработки заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на базовых условиях проекта, как показано в таблице 3.6.1. Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 3,5% с 2031г.

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

Транспорт продукции

Транспортные расходы, приведенные в таблице 3.5.1, по реализации товарной

продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя:

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

Таблица 3.5.1 - Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Обменный курс доллара	тг/долл	540	480	480	480	480
Реализация нефти по направлениям						
Экспорт	%	100%	100%	100%	100%	100%
Реализация газа по направлениям						
Внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
Экспорт	тг/тонн	19856	20598	20598	20598	20598
Цены нефти по направлениям						
Экспорт с учетом скидки	тг/тонн	207619	236390	239846	239846	239846
Цены газа по направлениям						
Внутренний рынок	тг/тыс.м.3	3644,30	3644,30	3644,30	3644,30	3644,30

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Обустройство месторождения;

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на материалы;
- обучение персонала;
- услуги сторонних организаций производственного характера;
- затраты на страхование;
- амортизационные отчисления.

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

При расчете услуг сторонних организаций производственного и не производственного характера исходили из удельных затрат на тонну добываемой нефти и

удельных затрат на одну скважину.

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

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

При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2027-2028гг – 6,5%, 2028-2030гг – 7%, далее 3.5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2.

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

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Стоимость суток проката полнокомплектных УЭЦН, комплект	тыс.тг/год	32813,5
Расходы по реализации	тыс.тг/год	19355,4
Расходы по реализации на экспорт	тг/тн	92,5
Проживание на вахте	тыс.тг/скв	24044,7
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг/скв	1326,5
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг/скв	3691,9
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг/скв	45449,6
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг/скв	50,7
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг/скв	19169,9
Консультационные услуги	тыс.тг/скв	2054,6
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	%	1
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг/скв	7685,4
Расходы на охрану объектов	тыс.тг/скв	12835,8
Страхование	тыс.тг/скв	1979,4
ГСМ и топливо	тг/т.н	1031,8
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг/скв	4595,9
Энергия	тг/1000м3газ	107057,0
Материалы и полуфабрикаты	тг/т.н	3619,3
Спецодежда	тыс.тг/скв	3472,7
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1работника ОПП в месяц	тг	2 469 377,35
Обучение персонала	%	1
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1работника АУП в месяц	тг	2 391 753,34
Общие и Административные расходы (только Актобе)	тыс.тг/скв	3912,03
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины СЮВ	тыс.тг	2 069 781,73
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины ССВ	тыс.тг	2 015 349,58
Средняя стоимость наземного оборудования скважины СЮВ	тыс.тг	121 344
Средняя стоимость наземного оборудования скважины ССВ	тыс.тг	288 506,8
ПИР при бурении	тыс.тг	14 085,7
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	10 390,9
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	10575,00

Налоги и прочие платежи

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

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.3);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.4)
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.6.5)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.6.6).
- Социальный налог по ставке - 6%.
- Социальные отчисления – 5%.
- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.5.3 - Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки для реализации на внешний рынок, %
1.	до 250 000 тонн включительно	5
2.	до 500 000 тонн включительно	7
3.	до 1 000 000 тонн включительно	8
4.	до 2 000 000 тонн включительно	9
5.	до 3 000 000 тонн включительно	10
6.	до 4 000 000 тонн включительно	11
7.	до 5 000 000 тонн включительно	12
8.	до 7 000 000 тонн включительно	13
9.	до 10 000 000 тонн включительно	15
10.	свыше 10 000 000 тонн	18

Таблица 3.5.4 - Ставки рентного налога на экспорт

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

№ п/п	Мировая цена	Ставка, %
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.5 - Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	\$/тонну
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	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

Таблица 3.5.6 - Ставки налога на сверхприбыль

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

Ставка дисконтирования

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

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для прогноза технологических показателей в настоящем проекте рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин.

Согласно технико-экономическому анализу, наиболее экономически эффективным и рекомендуемым к реализации является 1 вариант, в рамках которого предусматривается уплотнение сетки скважин бурением 3 новых добывающих скважин на месторождении Сазтобе Юго-Восточное и 3 добывающих скважин на месторождении Сазтобе Северо-Восточное.

В таблицах 4.1.1-4.1.10 представлены прогнозные технологические показатели рекомендуемого к реализации 1 варианта разработки по объектам, месторождению в целом, а также суммарно по двум месторождениям.

Ниже представлены основные показатели разработки рекомендуемого варианта по месторождениям.

Сазтобе Юго-Восточное:

- Максимальная добыча нефти – 58,1 тыс.т (2032г);
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 679,9 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1455,6 тыс.т;
- Добыча жидкости за рентабельный период – 2115,3 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 3336,0 тыс.т;
- Конечная обводненность – 81,5%.

Сазтобе Северо-Восточное:

- Максимальная добыча нефти – 18,4 тыс.т (2029г);
- Добыча нефти за проектно-рентабельный период – 276,7 тыс.т;
- Накопленная добыча нефти с начала разработки – 329,0 тыс.т;
- Добыча жидкости за рентабельный период – 621,1 тыс.т;
- Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 726,4 тыс.т;
- Конечная обводненность – 72,2%.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 1 (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	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	7	2	24,5	0	0	0	5	4	0	16,2	35,3
2027	0	0	0	7	0	24,5	0	0	0	5	5	0	11,4	32,7
2028	1	1	0	8	0	28,0	0	0	0	6	6	0	13,0	33,6
2029	0	0	0	8	1	28,0	0	0	0	7	7	0	14,7	36,5
2030	1	1	0	9	0	31,5	0	0	0	8	8	0	15,5	38,5
2031	1	1	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	18,2	40,8
2032	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	18,3	41,3
2033	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	17,4	42,6
2034	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	16,0	42,6
2035	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	14,7	42,6
2036	0	0	0	10	0	35,0	1	1	0	8	8	0	13,5	42,6
2037	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	8	8	0	13,7	44,1
2038	0	0	0	10	0	35,0	1	1	0	7	7	0	12,6	44,1
2039	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	7	7	0	12,9	46,1
2040	0	0	0	10	0	35,0	1	1	0	6	6	0	11,9	46,1
2041	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	6	6	0	10,9	46,1
2042	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	6	6	0	10,1	46,1
2043	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	6	6	0	9,3	46,1
2044	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	6	6	0	8,5	46,1
2045	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	6	6	0	7,9	46,1

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 1 (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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная
2026	21,3	1,4	3,0	796,9	54,0	0,231	46,4	37,1	1302,6	423,1	54,1	3,150	106,087
2027	19,9	1,3	2,9	816,8	55,4	0,237	56,7	56,7	1359,3	479,7	65,0	3,198	109,285
2028	24,2	1,6	3,7	841,0	57,0	0,244	62,6	62,6	1421,8	542,3	61,4	3,936	113,221
2029	33,3	2,3	5,3	874,3	59,3	0,254	82,6	82,6	1504,5	624,9	59,6	5,504	118,725
2030	41,2	2,8	6,9	915,5	62,1	0,266	102,0	102,0	1606,5	726,9	59,6	6,830	125,555
2031	54,1	3,7	9,7	969,6	65,7	0,282	121,5	121,5	1728,0	848,4	55,5	9,030	134,585
2032	58,1	3,9	11,5	1027,7	69,7	0,298	131,3	131,3	1859,3	979,7	55,7	9,884	144,469
2033	55,2	3,7	12,3	1082,9	73,4	0,314	135,2	135,2	1994,5	1114,9	59,2	9,521	153,990
2034	50,8	3,4	12,9	1133,7	76,8	0,329	135,2	135,2	2129,7	1250,1	62,5	8,902	162,892
2035	46,7	3,2	13,7	1180,4	80,0	0,343	135,2	135,2	2264,9	1385,3	65,5	8,626	171,519
2036	42,9	2,9	14,6	1223,3	82,9	0,355	135,2	135,2	2400,0	1520,5	68,2	7,936	179,455
2037	38,7	2,6	15,4	1262,0	85,5	0,366	124,8	124,8	2524,8	1645,3	69,0	7,153	186,608
2038	35,6	2,4	16,7	1297,6	88,0	0,377	124,8	124,8	2649,6	1770,1	71,5	6,581	193,189
2039	32,1	2,2	18,0	1329,7	90,1	0,386	114,4	114,4	2764,0	1884,5	72,0	5,926	199,116
2040	29,5	2,0	20,3	1359,2	92,1	0,395	114,4	114,4	2878,4	1998,9	74,2	5,453	204,568
2041	27,2	1,8	23,4	1386,4	94,0	0,403	114,4	114,4	2992,8	2113,3	76,3	5,018	209,587
2042	25,0	1,7	28,1	1411,4	95,7	0,410	114,4	114,4	3107,2	2227,6	78,1	4,620	214,207
2043	23,0	1,6	35,9	1434,4	97,2	0,417	114,4	114,4	3221,6	2342,0	79,9	4,254	218,460
2044	21,2	1,4	51,7	1455,6	98,7	0,423	114,4	114,4	3336,0	2456,4	81,5	3,917	222,378
2045	19,5	1,3	98,6	1475,1	100,0	0,428	114,4	114,4	3450,4	2570,8	82,9	3,609	225,987

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (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	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	2	0	6,7	0	0	0	2	2	0	6,6	10,5
2027	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	2	2	0	13,6	16,9
2028	1	1	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	14,5	18,9
2029	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	16,8	23,3
2030	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	16,1	23,1
2031	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	15,4	22,9
2032	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	14,8	22,7
2033	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	14,2	22,6
2034	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	13,6	22,4
2035	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	13,0	22,2
2036	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	12,5	22,1
2037	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	12,0	21,9
2038	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	11,5	21,8
2039	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	11,0	21,6
2040	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	10,4	20,4
2041	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	9,8	19,4
2042	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	9,4	19,2
2043	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	9,0	19,1
2044	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	8,7	18,9
2045	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	8,3	18,8

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная
2026	3,0	1,0	1,2	44,7	15,3	0,040	4,8	4,8	76,7	20,5	36,7	0,848	40,684
2027	9,9	3,4	4,0	54,6	18,7	0,049	12,4	12,4	89,0	32,8	19,9	2,462	43,145
2028	11,9	4,1	5,0	66,5	22,8	0,059	15,5	15,5	104,6	48,3	23,4	2,765	45,911
2029	18,4	6,3	8,1	84,8	29,0	0,076	25,5	25,5	130,0	73,8	27,9	3,457	49,368
2030	17,6	6,0	8,5	102,4	35,1	0,091	25,3	25,3	155,3	99,1	30,4	2,773	52,141
2031	16,9	5,8	8,9	119,3	40,8	0,106	25,1	25,1	180,4	124,2	32,8	2,294	54,435
2032	16,2	5,5	9,4	135,5	46,4	0,121	24,9	24,9	205,3	149,1	35,1	1,835	56,269
2033	15,5	5,3	9,9	151,0	51,7	0,134	24,7	24,7	230,0	173,8	37,3	1,698	57,967
2034	14,9	5,1	10,5	165,8	56,8	0,148	24,5	24,5	254,5	198,3	39,4	1,628	59,595
2035	14,2	4,9	11,3	180,1	61,6	0,160	24,4	24,4	278,9	222,7	41,5	1,560	61,155
2036	13,7	4,7	12,2	193,7	66,3	0,172	24,2	24,2	303,1	246,9	43,5	1,495	62,650
2037	13,1	4,5	13,3	206,8	70,8	0,184	24,0	24,0	327,1	270,9	45,5	1,434	64,084
2038	12,6	4,3	14,7	219,4	75,1	0,195	23,9	23,9	351,0	294,7	47,4	1,375	65,459
2039	12,0	4,1	16,5	231,4	79,2	0,206	23,7	23,7	374,7	318,4	49,2	1,318	66,777
2040	11,4	3,9	18,7	242,8	83,1	0,216	22,3	22,3	397,0	340,8	49,1	1,245	68,022
2041	10,8	3,7	21,9	253,6	86,8	0,226	21,2	21,2	418,2	362,0	49,1	1,180	69,201
2042	10,3	3,5	26,8	263,9	90,3	0,235	21,0	21,0	439,2	383,0	50,9	1,131	70,332
2043	9,9	3,4	35,1	273,8	93,7	0,244	20,9	20,9	460,1	403,9	52,6	1,085	71,417
2044	9,5	3,3	51,9	283,3	97,0	0,252	20,7	20,7	480,9	424,6	54,2	1,040	72,457
2045	9,1	3,1	100,0	292,4	100,1	0,260	20,6	20,6	501,5	445,2	55,8	0,997	73,454

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (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	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	1	0	3,4	1	1	0	0	0	0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2032	1	1	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	9,2	35,7
2033	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	8,5	36,4
2034	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	7,8	37,2
2035	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	7,2	37,9
2036	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	6,6	38,7
2037	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	6,1	39,5
2038	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	5,6	40,3
2039	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	5,2	41,1
2040	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	4,8	41,9
2041	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	4,4	42,7
2042	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	4,0	43,6
2043	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	3,7	44,5
2044	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	3,4	45,4
2045	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	3,1	46,3

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 1 (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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,000	0,216
2027	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,000	0,216
2028	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,000	0,216
2029	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,000	0,216
2030	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,000	0,216
2031	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,000	0,216
2032	1,5	4,1	5,8	12,2	33,3	0,087	5,9	5,9	39,3	13,1	74,2	0,279	0,496
2033	2,9	8,0	12,0	15,1	41,4	0,108	12,6	12,6	51,9	25,7	76,7	0,543	1,039
2034	2,7	7,4	12,6	17,8	48,8	0,127	12,9	12,9	64,8	38,6	79,0	0,500	1,539
2035	2,5	6,8	13,3	20,3	55,6	0,145	13,1	13,1	78,0	51,7	81,0	0,460	2,000
2036	2,3	6,3	14,1	22,6	61,8	0,161	13,4	13,4	91,4	65,2	82,9	0,424	2,423
2037	2,1	5,8	15,1	24,7	67,6	0,176	13,7	13,7	105,1	78,8	84,6	0,390	2,814
2038	1,9	5,3	16,4	26,7	72,9	0,190	14,0	14,0	119,0	92,8	86,1	0,359	3,173
2039	1,8	4,9	18,1	28,5	77,8	0,202	14,2	14,2	133,3	107,0	87,4	0,331	3,504
2040	1,6	4,5	20,3	30,1	82,3	0,214	14,5	14,5	147,8	121,6	88,7	0,305	3,808
2041	1,5	4,1	23,4	31,6	86,5	0,225	14,8	14,8	162,6	136,4	89,8	0,280	4,089
2042	1,4	3,8	28,2	33,0	90,3	0,235	15,1	15,1	177,7	151,5	90,8	0,258	4,347
2043	1,3	3,5	36,1	34,3	93,8	0,244	15,4	15,4	193,2	166,9	91,7	0,238	4,585
2044	1,2	3,2	52,1	35,5	97,0	0,252	15,7	15,7	208,9	182,7	92,5	0,219	4,803
2045	1,1	3,0	100,0	36,6	100,0	0,260	16,1	16,1	225,0	198,7	93,2	0,201	5,005

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (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	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	3	0	10,05	1	1	0	2	2	0	6,6	10,5
2027	0	0	0	3	0	10,05	0	0	0	2	2	0	13,6	16,9
2028	1	1	0	4	0	13,4	0	0	0	3	3	0	14,5	18,9
2029	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	3	3	0	16,8	23,3
2030	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	3	3	0	16,1	23,1
2031	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	3	3	0	15,4	22,9
2032	1	1	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	14,0	24,4
2033	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	12,8	25,9
2034	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	12,2	26,0
2035	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	11,6	26,0
2036	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	11,1	26,1
2037	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	10,5	26,2
2038	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	10,1	26,2
2039	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	9,6	26,3
2040	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	9,0	25,6
2041	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	8,5	25,0
2042	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	8,1	25,1
2043	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	7,8	25,2
2044	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	7,4	25,3
2045	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	4	4	0	7,1	25,4

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная
2026	3,0	0,9	1,1	55,4	16,9	0,044	4,8	4,8	110,1	27,7	36,7	0,848	40,900
2027	9,9	3,0	3,6	65,3	19,9	0,052	12,4	12,4	122,5	40,0	19,9	2,462	43,362
2028	11,9	3,6	4,5	77,2	23,5	0,061	15,5	15,5	138,0	55,6	23,4	2,765	46,127
2029	18,4	5,6	7,3	95,5	29,1	0,076	25,5	25,5	163,5	81,0	27,9	3,457	49,585
2030	17,6	5,4	7,5	113,1	34,4	0,089	25,3	25,3	188,7	106,3	30,4	2,773	52,357
2031	16,9	5,1	7,8	130,0	39,5	0,103	25,1	25,1	213,8	131,4	32,8	2,294	54,651
2032	17,7	5,4	8,9	147,7	44,9	0,117	30,8	30,8	244,6	162,1	42,5	2,114	56,765
2033	18,4	5,6	10,2	166,1	50,5	0,131	37,3	37,3	281,9	199,5	50,6	2,241	59,006
2034	17,6	5,3	10,8	183,7	55,9	0,145	37,4	37,4	319,4	236,9	53,1	2,128	61,134
2035	16,7	5,1	11,5	200,4	61,0	0,159	37,5	37,5	356,9	274,4	55,4	2,021	63,155
2036	16,0	4,9	12,4	216,4	65,8	0,171	37,6	37,6	394,5	312,0	57,6	1,919	65,073
2037	15,2	4,6	13,5	231,6	70,4	0,183	37,7	37,7	432,2	349,7	59,7	1,824	66,898
2038	14,5	4,4	14,9	246,1	74,9	0,195	37,8	37,8	470,0	387,5	61,7	1,734	68,632
2039	13,8	4,2	16,7	259,9	79,1	0,206	37,9	37,9	507,9	425,5	63,6	1,649	70,280
2040	13,0	4,0	18,9	272,9	83,0	0,216	36,9	36,9	544,8	462,3	64,7	1,549	71,830
2041	12,3	3,7	22,0	285,2	86,8	0,226	36,0	36,0	580,8	498,4	65,9	1,460	73,290
2042	11,7	3,6	27,0	296,9	90,3	0,235	36,2	36,2	617,0	534,5	67,6	1,389	74,679
2043	11,2	3,4	35,2	308,1	93,7	0,244	36,3	36,3	653,3	570,8	69,2	1,322	76,001
2044	10,7	3,3	51,9	318,8	97,0	0,252	36,5	36,5	689,8	607,3	70,7	1,259	77,260
2045	10,2	3,1	103,2	329,0	100,1	0,260	36,7	36,7	726,4	644,0	72,2	1,199	78,459

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по месторождениям Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (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	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	10	2	34,6	1	1	0	7	6	0	13,7	28,9
2027	0	0	0	10	0	34,6	0	0	0	7	7	0	12,1	28,0
2028	2	2	0	12	0	41,4	0	0	0	9	9	0	13,4	29,1
2029	0	0	0	12	1	41,4	0	0	0	10	10	0	15,4	32,2
2030	1	1	0	13	0	44,9	0	0	0	11	11	0	15,7	34,0
2031	1	1	0	14	0	48,4	0	0	0	12	12	0	17,4	36,0
2032	1	1	0	15	0	51,8	0	0	0	13	13	0	17,1	36,5
2033	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	13	13	0	15,9	37,4
2034	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	13	13	0	14,8	37,4
2035	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	13	13	0	13,7	37,4
2036	0	0	0	15	0	51,8	1	1	0	12	12	0	12,8	37,4
2037	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	12	12	0	12,6	38,1
2038	0	0	0	15	0	51,8	1	1	0	11	11	0	11,7	38,1
2039	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	11	11	0	11,7	38,8
2040	0	0	0	15	0	51,8	1	1	0	10	10	0	10,8	38,5
2041	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	10	10	0	10,1	38,3
2042	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	10	10	0	9,4	38,4
2043	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	10	10	0	8,7	38,4
2044	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	10	10	0	8,1	38,5
2045	0	0	0	15	0	51,8	0	0	0	10	10	0	7,6	38,5

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождениям Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 1 (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, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная
2026	24,3	1,3	2,5	852,3	47,2	0,181	51,2	41,9	1412,7	450,7	52,5	3,997	146,987
2027	29,7	1,6	3,1	882,1	48,9	0,187	69,0	69,0	1481,8	519,8	56,9	5,660	152,647
2028	36,1	2,0	3,9	918,1	50,9	0,195	78,1	78,1	1559,9	597,8	53,8	6,701	159,348
2029	51,7	2,9	5,8	969,8	53,8	0,206	108,1	108,1	1668,0	706,0	52,2	8,961	168,309
2030	58,8	3,3	7,0	1028,6	57,0	0,218	127,3	127,3	1795,2	833,2	53,8	9,603	177,912
2031	71,0	3,9	9,2	1099,6	60,9	0,234	146,6	146,6	1941,8	979,8	51,6	11,324	189,236
2032	75,8	4,2	10,8	1175,4	65,2	0,250	162,0	162,0	2103,9	1141,8	53,2	11,999	201,234
2033	73,6	4,1	11,7	1249,1	69,2	0,265	172,5	172,5	2276,4	1314,4	57,3	11,762	212,996
2034	68,3	3,8	12,3	1317,4	73,0	0,280	172,6	172,6	2449,0	1487,0	60,4	11,030	224,026
2035	63,4	3,5	13,0	1380,8	76,5	0,293	172,7	172,7	2621,7	1659,7	63,3	10,647	234,674
2036	58,9	3,3	13,9	1439,7	79,8	0,306	172,8	172,8	2794,5	1832,5	65,9	9,854	244,528
2037	53,9	3,0	14,8	1493,6	82,8	0,317	162,5	162,5	2957,0	1995,0	66,8	8,978	253,506
2038	50,1	2,8	16,1	1543,7	85,6	0,328	162,6	162,6	3119,6	2157,6	69,2	8,315	261,821
2039	45,9	2,5	17,6	1589,6	88,1	0,338	152,3	152,3	3272,0	2309,9	69,9	7,575	269,396
2040	42,5	2,4	19,8	1632,1	90,5	0,347	151,3	151,3	3423,2	2461,2	71,9	7,002	276,398
2041	39,5	2,2	22,9	1671,6	92,7	0,355	150,4	150,4	3573,6	2611,6	73,8	6,478	282,877
2042	36,7	2,0	27,7	1708,3	94,7	0,363	150,6	150,6	3724,2	2762,2	75,6	6,009	288,886
2043	34,2	1,9	35,7	1742,5	96,6	0,370	150,7	150,7	3874,9	2912,9	77,3	5,576	294,461
2044	31,9	1,8	51,8	1774,4	98,4	0,377	150,9	150,9	4025,8	3063,7	78,9	5,176	299,638
2045	29,7	1,6	100,1	1804,1	100,0	0,383	151,0	151,0	4176,8	3214,8	80,3	4,807	304,445

Таблица 4.1.11 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождений

№№	Наименование	Объекты		
		Сазтобе Юго-Восточное	Сазтобе Северо-Восточное	
		I	I	II
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., га/скв	23,0	88,6	35,8
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	59,1	20,1	2,9
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	4,0	6,9	8,0
4	Год выхода на проектный уровень	2032	2029	2033
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	144,6	31,4	12,6
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м³/год	10,906	3,699	0,542
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, ед.	10	3	2
10	в том числе: добывающих	10	3	2
12	Фонд скважин для бурения, всего, ед.	3	2	1
13	в том числе: добывающих	3	2	1
15	Накопленная добыча за проектный период, тыс.т:			
16	нефти	699,3	250,3	25,9
17	жидкости	2297,5	611,9	191,6
18	Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т:			
19	нефти	1475,0	292,0	36,6
20	жидкости	3553,7	683,8	225,0
21	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,428	0,260	0,260
22	Средняя обводненность к концу разработки, %	84,4	77,9	93,2

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

В таблице 4.1.12 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

4.1.12 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимые к контрактным обязательствам

№№ п/п	Параметры		Объекты		
			Сазтобе Юго-Восточное	Сазтобе Северо-Восточное	
			I	I	II
1	Плотность сетки скважин, га/скв	на начало разбурирования	28,1	183,4	71,6
		на конец разбурирования	18,7	61,1	35,8
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту		-	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %		-	-	-
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения		$R_{пл} > R_{нас}$		
			$R_{заб} \geq 0,8 * R_{нас}$		
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа		$\Delta P = R_{пл} - R_{заб}$		
			$R_{заб} \geq 0,8 * R_{нас}$		
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, мЗ/т		300,0	350,0	185,0
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т		+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1		
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³		-		
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.		В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1		

4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

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

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

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

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

К оценочным показателям относятся:

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

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

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

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

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

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

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативному варианту приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.5.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих скважин СЮВ	тыс.тг	6 209 345	-	-	2 069 782	-	2 069 782	2 069 782	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих скважин ССВ	тыс.тг	5 872 128	1 957 376	-	1 957 376	-	-	-	1 957 376	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	315 885	294 000	-	-	21 885	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	10 575	-	-	-	-	-	10 575	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	12 407 933	2 251 376	-	4 027 158	21 885	2 069 782	2 080 357	1 957 376	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	12 805 885	2 251 376	-	4 027 158	21 885	2 069 782	2 215 580	2 220 104,77	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство скважины СЮВ	тыс.тг	364 032	-	-	121 344	-	121 344	121 344	-	-	-	-	-	-
Обустройство скважины ССВ	тыс.тг	822 442	274 147	-	274 147	-	-	-	274 147	-	-	-	-	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	51 954	-	20 782	-	10 391	10 391	10 391	-	-	-	-	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами	тыс.тг	54 513	6 513	12 000	12 000	12 000	12 000	-						-
Совершенствование технологии ГРП	тыс.тг	9 811	1 589	1 528	1 970	2 154	2 570	-		-	-	-	-	-
Ремонт производственных объектов	тыс.тг	24 237	24 237	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
НИР	тыс.тг	174 520	55 255			-	39 755	-		-	39 755	-	-	39 755
Свабирование	тыс.тг	36 739	7 348	7 348	7 348	7 348	7 348	-	-	-	-	-	-	-
Стандартные и специальные исследования	тыс.тг	104 297	104 297	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	1 642 546	473 386	41 658	416 810	31 893	193 407	131 735	274 147	-	39 755	-	-	39 755
Итого с инфляцией	тыс.тг	1 717 258	473 386	41 658	416 810	31 893	193 407	140 298	310 945	-	51 625	-	-	57 237
ВСЕГО	тыс.тг	14 050 479	2 724 762	41 658	4 443 967	53 778	2 263 189	2 212 092	2 231 523	-	39 755	-	-	39 755
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	14 523 143	2 724 762	41 658	4 443 967	53 778	2 263 189	2 355 878	2 531 049,68	-	51 625	-	-	57 237

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 1)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НДС (с выручки)		135 156	2 147	3 202	3 997	5 830	6 716	8 327	9 167	9 333	9 081
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	8 561 293	336 566	358 443	398 076	425 942	455 758	471 709	488 219	505 307	522 992
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	254 507	7 496	8 594	9 479	10 142	10 852	11 232	11 625	12 032	12 453
Налог на имущество	тыс.тг	1 522 735	76 844	82 954	99 106	112 914	110 747	123 582	136 199	131 904	112 448
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	229 145	7 241	7 712	8 213	8 788	9 403	9 732	10 073	10 425	10 790
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	54 795 690	621 651	1 076 507	1 591 421	2 280 728	2 593 998	3 131 100	3 387 034	3 410 995	3 277 845
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	43 076 054	784 913	1 067 963	1 295 102	1 856 061	2 111 001	2 548 096	2 903 836	2 819 936	2 779 941
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	15 561 863	282 569	384 467	497 319	712 727	810 624	978 469	1 058 448	1 065 936	1 024 326
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	42 236	671	1 001	1 249	1 822	2 099	2 602	2 865	2 916	2 838
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	5 726 887	0	0	0	0	77 940	518 569	609 782	661 732	594 167
Общие поступления Государству	тыс.тг	129 635 255	2 115 804	2 984 438	3 895 969	5 403 294	6 175 706	7 786 764	8 598 913	8 611 851	8 328 719
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	16 176 135	720 758	337 213	1 224 409	550 139	1 102 467	1 222 277	1 319 914	835 655	833 938
Возврат НДС Государством	тыс.тг	16 040 979	718 611	334 010	1 220 412	544 309	1 095 751	1 213 950	1 310 747	826 323	824 857
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	129 770 411	2 117 950	2 987 640	3 899 966	5 409 124	6 182 422	7 795 091	8 608 079	8 621 184	8 337 800

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
НДС (с выручки)		9 049	8 632	8 098	7 719	7 224	6 887	6 551	6 243	5 948	5 637	5 366
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	541 297	560 242	579 851	516 792	483 117	446 452	339 630	302 763	279 410	254 734	293 992
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	12 889	13 340	13 807	14 290	14 790	15 308	15 844	16 398	16 972	8 783	18 181
Налог на имущество	тыс.тг	95 910	81 523	69 660	59 576	50 639	43 043	36 587	31 099	26 434	22 469	19 099
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	11 168	11 559	11 963	12 382	12 815	13 264	13 728	14 209	14 706	15 221	15 753
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 344 274	3 209 224	3 032 600	2 906 686	3 095 484	2 952 208	3 141 073	3 030 729	2 922 107	2 949 615	2 840 411
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 732 250	2 537 337	2 451 806	2 278 794	2 196 875	2 341 277	2 171 858	2 022 033	2 129 147	1 984 237	2 063 590
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	983 610	943 889	891 941	854 908	814 601	776 897	747 875	721 602	695 740	670 367	645 548
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	2 828	2 698	2 531	2 412	2 258	2 152	2 047	1 951	1 859	1 762	1 677
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	484 779	455 021	369 405	403 701	294 818	284 964	249 262	254 741	197 152	197 190	73 665

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Общие поступления Государству	тыс.тг	8 199 956	7 806 201	7 415 465	7 041 822	6 958 174	6 868 678	6 711 352	6 389 282	6 277 578	6 098 740	5 966 550
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	817 656	803 082	795 201	771 102	753 947	707 298	684 739	682 126	680 767	666 497	666 952
Возврат НДС Государством	тыс.тг	808 606	794 449	787 103	763 384	746 723	700 411	678 187	675 883	674 818	660 860	661 586
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	8 209 006	7 814 833	7 423 563	7 049 540	6 965 398	6 875 565	6 717 903	6 395 525	6 283 527	6 104 377	5 971 917

Таблица 4.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	973	24,23	29,67	35,98	51,56	58,64	70,78	75,62	73,44	68,14
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	150	3,68	5,16	6,04	8,24	8,87	10,63	11,30	11,12	10,45
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн		207 619,20	236 390,40	239 846,40	239 846,40	239 846,40	248 241,02	256 929,46	265 921,99	275 229,26
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		3 644,30	3 881,18	4 133,46	4 422,80	4 732,39	4 898,03	5 069,46	5 246,89	5 430,53
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг тыс	283 328 775	5 029 720,34	7 012 672,47	8 628 487,84	12 365 821,44	14 064 333,93	17 570 608,68	19 429 190,94	19 528 205,01	18 752 967,82
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг тыс	844 725	13 416,82	20 015,62	24 981,42	36 437,34	41 977,10	52 044,77	57 291,40	58 329,95	56 757,08
Итоговый производственный доход	тг тыс	284 173 500	5 043 137,15	7 032 688,09	8 653 469,26	12 402 258,77	14 106 311,03	17 622 653,45	19 486 482,34	19 586 534,97	18 809 724,90

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	63,25	58,73	53,77	49,97	45,77	42,41	39,35	36,63	34,12	31,80	29,65
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	10,06	9,27	8,41	7,74	7,00	6,45	5,93	5,46	5,02	4,60	4,23
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	284 862,28	294 832,46	305 151,60	315 831,91	326 886,02	338 327,03	350 168,48	362 424,38	375 109,23	388 238,05	401 826,39
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	5 620,60	5 817,32	6 020,93	6 231,66	6 449,77	6 675,51	6 909,15	7 150,97	7 401,26	7 660,30	7 928,41
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	18 016 553,03	17 316 882,47	16 407 292,14	15 783 244,29	14 960 991,18	14 349 951,64	13 777 466,94	13 275 981,94	12 799 081,55	12 345 455,63	11 913 865,79
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	56 558,97	53 952,56	50 611,86	48 240,77	45 152,46	43 043,47	40 945,48	39 018,10	37 177,08	35 233,88	33 538,54
Итоговый производственный доход	тг тыс	18 073 112,00	17 370 835,03	16 457 904,00	15 831 485,06	15 006 143,64	14 392 995,11	13 818 412,42	13 315 000,03	12 836 258,63	12 380 689,51	11 947 404,33

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	6 006	150	262	320	374	364	341	350	325	291
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	5 495 586	87 917	114 657	148 080	227 074	276 343	345 236	381 754	383 700	368 467
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НППФ)	тыс.тг	1 565 722	32 171	34 263	46 915	55 777	65 650	74 124	83 112	86 021	89 032
Спецодежда	тыс.тг	1 183 061	24 309	25 889	35 449	42 145	49 605	56 008	62 799	64 997	67 272
ГСМ и топливо	тыс.тг	1 566 730	25 064	32 687	42 216	64 736	78 782	98 423	108 834	109 388	105 046
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	27 338 190	1 066 771	1 136 111	1 209 958	1 294 655	1 385 281	1 433 766	1 483 948	1 535 886	1 589 642

Затраты на обучение персонала	тыс.тг	812 413	22 786	22 613	66 611	29 892	53 863	58 288	60 974	39 903	40 850
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	3 955 139	50 332	65 627	131 254	131 254	164 068	196 881	229 695	229 695	229 695
Проживание на вахте	тыс.тг	7 614 468	168 313	179 253	245 449	291 811	343 462	387 800	434 820	450 039	465 790
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	451 901	9 285	9 889	13 541	16 098	18 948	21 394	23 988	24 827	25 696
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	8 980 959	318 147	338 827	360 850	386 110	413 138	427 597	442 563	458 053	474 085
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	17 277	355	378	518	615	724	818	917	949	982
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	4 246 463	134 189	142 912	152 201	162 855	174 255	180 354	186 666	193 200	199 962
Консультационные услуги	тыс.тг	1 200 493	37 936	40 402	43 028	46 040	49 263	50 987	52 771	54 618	56 530
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	887 575	28 092	49 490	24 255	72 391	32 100	57 897	62 264	67 078	42 921
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	2 552 475	53 798	57 294	78 452	93 271	109 780	123 952	138 981	143 845	148 880
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	4 263 037	89 850	95 691	131 028	155 778	183 350	207 019	232 120	240 244	248 653
Страхование	тыс.тг	674 325	13 856	14 756	20 205	24 022	28 274	31 924	35 795	37 047	38 344
Выбытие скважин	тыс.тг	172 893	28 168	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	1 257 745	25 843	27 523	37 687	44 806	52 736	59 544	66 764	69 101	71 519
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	74 242 457	2 217 332	2 388 522	2 788 016	3 139 706	3 479 985	3 812 353	4 089 116	4 188 917	4 263 657
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	8 561 293	336 566	358 443	398 076	425 942	455 758	471 709	488 219	505 307	522 992
Налог на имущество	тыс.тг	1 522 735	76 844	82 954	99 106	112 914	110 747	123 582	136 199	131 904	112 448
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	229 145	7 241	7 712	8 213	8 788	9 403	9 732	10 073	10 425	10 790
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	15 561 863	282 569	384 467	497 319	712 727	810 624	978 469	1 058 448	1 065 936	1 024 326
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	42 236	671	1 001	1 249	1 822	2 099	2 602	2 865	2 916	2 838
Расходы на НИОКР	тыс.тг	2 780 926	58 665	50 431	70 327	86 535	124 023	141 063	176 227	194 865	195 865
Итого производственных затрат	тыс.тг	102 940 655	2 979 889	3 273 529	3 862 307	4 488 433	4 992 638	5 539 510	5 961 145	6 100 271	6 132 917
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	32 830 520	521 766	707 851	907 370	1 380 023	1 666 655	2 077 111	2 291 861	2 300 864	2 207 042
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	54 795 690	621 651	1 076 507	1 591 421	2 280 728	2 593 998	3 131 100	3 387 034	3 410 995	3 277 845
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	43 076 054	784 913	1 067 963	1 295 102	1 856 061	2 111 001	2 548 096	2 903 836	2 819 936	2 779 941
Прочие расходы	тыс.тг	702 556	21 596	23 358	25 281	28 259	30 559	32 561	33 920	34 660	35 145
Итого расходы по реализации	тыс.тг	131 404 820	1 949 926	2 875 679	3 819 175	5 545 072	6 402 212	7 788 868	8 616 650	8 566 455	8 299 972
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	2 877 265	92 282	98 892	105 645	113 041	120 953	125 187	129 568	134 103	138 797
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 756 176	57 402	61 133	65 107	69 664	74 541	77 150	79 850	82 645	85 537
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	254 507	7 496	8 594	9 479	10 142	10 852	11 232	11 625	12 032	12 453
Другие административные расходы	тыс.тг	866 582	27 384	29 164	31 060	33 234	35 560	36 805	38 093	39 427	40 806
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	676 772	16 842	20 624	25 010	35 843	40 766	49 207	52 572	51 053	47 368
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	676 772	16 842	20 624	25 010	35 843	40 766	49 207	52 572	51 053	47 368
Итого не производственные затраты	тыс.тг	134 958 856	2 059 050	2 995 194	3 949 830	5 693 955	6 563 932	7 963 262	8 798 790	8 751 611	8 486 138
Итого затраты	тыс.тг	237 899 511	5 038 939	6 268 723	7 812 138	10 182 388	11 556 570	13 502 772	14 759 935	14 851 882	14 619 055
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	284 173 500	5 043 137	7 032 688	8 653 469	12 402 259	14 106 311	17 622 653	19 486 482	19 586 535	18 809 725
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	237 899 511	5 038 939	6 268 723	7 812 138	10 182 388	11 556 570	13 502 772	14 759 935	14 851 882	14 619 055
Операционный доход	тыс.тг	46 273 988	4 199	763 965	841 332	2 219 871	2 549 741	4 119 882	4 726 547	4 734 653	4 190 670
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	20 375 485	167 760	206 763	439 906	634 093	919 039	1 368 364	1 778 464	1 727 080	1 609 244
Балансовая прибыль	тыс.тг	26 021 739	-1 047 478	-136 209	-590 411	994 823	1 168 972	2 592 847	3 048 909	3 308 661	2 970 833
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	17 639 554	1 051 676	900 173	1 431 743	1 225 048	1 380 769	1 527 035	1 677 637	1 425 992	1 219 837
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	28 757 670	-1 931 394	-829 619	-1 582 248	403 868	707 242	2 434 175	3 149 736	3 609 749	3 360 241
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	33 100 932	0	0	0	403 868	707 242	2 434 175	3 149 736	3 609 749	3 360 241
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	5 726 887	0	0	0	0	77 940	518 569	609 782	661 732	594 167
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	20 294 852	-1 047 478	-136 209	-590 411	994 823	1 091 032	2 074 277	2 439 128	2 646 929	2 376 667
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	20 294 852	-1 047 478	-136 209	-590 411	994 823	1 091 032	2 074 277	2 439 128	2 646 929	2 376 667

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	295	294	292	294	296	287	287	288	289	303	304
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	353 998	340 250	322 378	310 117	293 961	281 955	270 706	260 853	251 482	242 569	234 089
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НППФ)	тыс.тг	92 148	88 036	91 118	86 448	89 474	84 187	87 133	90 183	93 339	96 606	99 987
Спецодежда	тыс.тг	69 627	66 520	68 849	65 320	67 606	63 611	65 838	68 142	70 527	72 996	75 550
ГСМ и топливо	тыс.тг	100 921	97 002	91 906	88 411	83 805	80 382	77 175	74 366	71 695	69 154	66 736
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 645 280	1 702 864	1 762 465	1 570 797	1 468 442	1 356 997	1 292 133	1 162 920	1 083 260	996 599	1 160 415
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	41 848	41 975	42 981	40 582	40 001	36 302	35 494	34 663	34 355	33 141	35 291
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695	229 695
Проживание на вахте	тыс.тг	482 093	460 584	476 705	452 274	468 103	352 354	364 686	377 450	390 661	404 334	418 486
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	26 596	25 409	26 299	24 951	25 824	24 298	25 148	26 029	26 940	27 883	28 858

Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	490 678	507 852	525 626	544 023	563 064	466 217	422 218	436 995	452 290	468 120	484 505
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	1 017	971	1 005	954	987	929	961	995	1 030	1 066	1 103
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	206 960	214 204	221 701	229 460	237 492	245 804	254 407	263 311	272 527	282 066	291 938
Консультационные услуги	тыс.тг	58 509	60 556	62 676	64 869	67 140	69 490	71 922	74 439	77 045	79 741	82 532
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	44 163	44 589	45 097	46 171	43 577	42 420	39 106	37 680	36 769	36 398	35 120
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	154 091	147 216	152 368	144 560	149 619	140 778	145 705	150 805	156 083	129 237	133 760
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	257 356	245 874	254 479	241 437	249 888	235 121	243 351	251 868	260 683	215 846	223 400
Страхование	тыс.тг	39 686	37 916	39 243	37 231	38 534	36 257	37 526	38 840	40 199	41 606	43 062
Выбытие скважин	тыс.тг	0	44 963	0	48 166	0	51 596	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	74 022	70 720	73 195	69 444	71 874	67 627	69 994	72 444	74 979	77 604	80 320
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	4 368 980	4 427 490	4 488 077	4 295 203	4 189 381	3 866 308	3 733 486	3 651 965	3 623 848	3 504 962	3 725 153
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	541 297	560 242	579 851	516 792	483 117	446 452	339 630	302 763	279 410	254 734	293 992
Налог на имущество	тыс.тг	95 910	81 523	69 660	59 576	50 639	43 043	36 587	31 099	26 434	22 469	19 099
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	11 168	11 559	11 963	12 382	12 815	13 264	13 728	14 209	14 706	15 221	15 753
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	983 610	943 889	891 941	854 908	814 601	776 897	747 875	721 602	695 740	670 367	645 548
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	2 828	2 698	2 531	2 412	2 258	2 152	2 047	1 951	1 859	1 762	1 677
Расходы на НИОКР	тыс.тг	188 097	180 731	173 708	164 579	158 315	150 061	143 930	138 184	133 150	128 363	123 807
Итого производственных затрат	тыс.тг	6 191 889	6 208 133	6 217 731	5 905 851	5 711 127	5 298 178	5 017 283	4 861 773	4 775 146	4 597 876	4 825 029
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 120 614	2 033 860	1 922 809	1 845 856	1 745 960	1 671 699	1 602 081	1 540 953	1 482 973	1 427 696	1 375 476
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 344 274	3 209 224	3 032 600	2 906 686	3 095 484	2 952 208	3 141 073	3 030 729	2 922 107	2 949 615	2 840 411
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 732 250	2 537 337	2 451 806	2 278 794	2 196 875	2 341 277	2 171 858	2 022 033	2 129 147	1 984 237	2 063 590
Прочие расходы	тыс.тг	35 702	36 330	36 952	37 720	38 489	39 378	40 335	41 368	42 465	43 626	44 852
Итого расходы по реализации	тыс.тг	8 232 841	7 816 750	7 444 166	7 069 057	7 076 808	7 004 562	6 955 347	6 635 084	6 576 692	6 405 174	6 324 329
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	143 655	148 683	153 886	159 273	164 847	170 617	176 588	182 769	189 166	126 674	202 639
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	88 531	91 630	94 837	98 156	101 592	105 147	108 827	112 636	116 579	60 329	124 882
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	12 889	13 340	13 807	14 290	14 790	15 308	15 844	16 398	16 972	8 783	18 181
Другие административные расходы	тыс.тг	42 235	43 713	45 243	46 826	48 465	50 162	51 917	53 734	55 615	57 562	59 576
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	43 969	40 833	37 380	34 742	31 818	29 487	27 353	25 466	23 721	22 107	20 612
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	43 969	40 833	37 380	34 742	31 818	29 487	27 353	25 466	23 721	22 107	20 612
Итого не производственные затраты	тыс.тг	8 420 465	8 006 266	7 635 432	7 263 071	7 273 473	7 204 666	7 159 288	6 843 319	6 789 579	6 553 955	6 547 581
Итого затраты	тыс.тг	14 612 354	14 214 398	13 853 163	13 168 922	12 984 600	12 502 843	12 176 571	11 705 092	11 564 725	11 151 831	11 372 609
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	18 073 112	17 370 835	16 457 904	15 831 485	15 006 144	14 392 995	13 818 412	13 315 000	12 836 259	12 380 690	11 947 404
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	14 612 354	14 214 398	13 853 163	13 168 922	12 984 600	12 502 843	12 176 571	11 705 092	11 564 725	11 151 831	11 372 609
Операционный доход	тыс.тг	3 460 758	3 156 437	2 604 741	2 662 563	2 021 543	1 890 152	1 641 842	1 609 908	1 271 533	1 228 858	574 795
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	1 493 768	1 387 206	1 278 670	1 188 441	1 088 432	1 008 674	935 685	871 137	811 443	756 217	705 101
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 423 897	2 275 105	1 847 023	2 018 503	1 474 092	1 424 819	706 157	738 771	460 090	472 642	-130 306
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 036 861	881 332	757 718	644 060	547 451	465 333	395 533	336 203	285 773	242 907	206 471
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 880 804	2 780 978	2 367 975	2 562 883	2 015 073	1 968 159	1 246 308	1 273 705	985 761	985 951	368 324
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 880 804	2 780 978	2 367 975	2 562 883	2 015 073	1 968 159	1 246 308	1 273 705	985 761	985 951	368 324
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	484 779	455 021	369 405	403 701	294 818	284 964	249 262	254 741	197 152	197 190	73 665
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	1 939 117	1 820 084	1 477 618	1 614 802	1 179 274	1 139 855	456 895	484 030	262 938	275 451	-203 971
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 939 117	1 820 084	1 477 618	1 614 802	1 179 274	1 139 855	456 895	484 030	262 938	275 451	-203 971

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	284 173 500	5 043 137	7 032 688	8 653 469	12 402 259	14 106 311	17 622 653	19 486 482	19 586 535	18 809 725
Итого приток средств	тыс.тг	284 173 500	5 043 137	7 032 688	8 653 469	12 402 259	14 106 311	17 622 653	19 486 482	19 586 535	18 809 725
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	237 899 511	5 038 939	6 268 723	7 812 138	10 182 388	11 556 570	13 502 772	14 759 935	14 851 882	14 619 055
прямые затраты	тыс.тг	74 242 457	2 217 332	2 388 522	2 788 016	3 139 706	3 479 985	3 812 353	4 089 116	4 188 917	4 263 657
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	28 698 199	762 556	885 007	1 074 291	1 348 727	1 512 654	1 727 157	1 872 029	1 911 353	1 869 260
расходы периода	тыс.тг	134 958 856	2 059 050	2 995 194	3 949 830	5 693 955	6 563 932	7 963 262	8 798 790	8 751 611	8 486 138
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	14 523 143	2 724 762	41 658	4 443 967	53 778	2 263 189	2 355 878	2 531 050	0	51 625
Бурение	тыс.тг	12 805 885	2 251 376	0	4 027 158	21 885	2 069 782	2 215 580	2 220 105	0	0
Обустройство	тыс.тг	1 717 258	473 386	41 658	416 810	31 893	193 407	140 298	310 945	0	51 625
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	5 726 887	0	0	0	0	77 940	518 569	609 782	661 732	594 167
Итого отток средств	тыс.тг	258 149 541	7 763 701	6 310 381	12 256 105	10 236 166	13 897 699	16 377 218	17 900 767	15 513 614	15 264 846
Поток денежной наличности	тыс.тг	26 023 958	-2 720 564	722 307,33	-3 602 636	2 166 093,11	208 612,52	1 245 435,05	1 585 715,31	4 072 920,67	3 544 878,80

Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7 170 048	-2 720 564	651 608	-2 931 899	1 590 267	138 165	744 119	854 695	1 980 414	1 554 948
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	4 167 621	-2 720 564	628 093	-2 724 110	1 424 241	119 275	619 201	685 548	1 531 162	1 158 827
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	1 838 833	-2 720 564	601 923	-2 501 830	1 253 526	100 604	500 512	531 053	1 136 677	824 426
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	26 023 958	-2 720 564	-1 998 256	-5 600 892	-3 434 799	-3 226 186	-1 980 751	-395 036	3 677 885	7 222 763
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	7 170 048	-2 720 564	-2 068 956	-5 000 854	-3 410 588	-3 272 423	-2 528 303	-1 673 609	306 806	1 861 754
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	4 167 621	-2 720 564	-2 092 470	-4 816 581	-3 392 339	-3 273 064	-2 653 863	-1 968 314	-437 153	721 674
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	1 838 833	-2 720 564	-2 118 641	-4 620 471	-3 366 945	-3 266 341	-2 765 829	-2 234 776	-1 098 098	-273 673

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	18 073 112	17 370 835	16 457 904	15 831 485	15 006 144	14 392 995	13 818 412	13 315 000	12 836 259	12 380 690	11 947 404
Итого приток средств	тыс.тг	18 073 112	17 370 835	16 457 904	15 831 485	15 006 144	14 392 995	13 818 412	13 315 000	12 836 259	12 380 690	11 947 404
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	14 612 354	14 214 398	13 853 163	13 168 922	12 984 600	12 502 843	12 176 571	11 705 092	11 564 725	11 151 831	11 372 609
прямые затраты	тыс.тг	4 368 980	4 427 490	4 488 077	4 295 203	4 189 381	3 866 308	3 733 486	3 651 965	3 623 848	3 504 962	3 725 153
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	1 822 910	1 780 642	1 729 654	1 610 648	1 521 745	1 431 870	1 283 797	1 209 808	1 151 299	1 092 915	1 099 876
расходы периода	тыс.тг	8 420 465	8 006 266	7 635 432	7 263 071	7 273 473	7 204 666	7 159 288	6 843 319	6 789 579	6 553 955	6 547 581
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	0	57 237	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	0	0	57 237	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	484 779	455 021	369 405	403 701	294 818	284 964	249 262	254 741	197 152	197 190	73 665
Итого отток средств	тыс.тг	15 097 134	14 669 419	14 279 805	13 572 623	13 279 419	12 787 807	12 425 832	11 959 833	11 761 877	11 349 022	11 446 274
Поток денежной наличности	тыс.тг	2 975 978,50	2 701 415,67	2 178 098,75	2 258 862,19	1 726 724,99	1 605 188,28	1 392 580,01	1 355 167,31	1 074 381,33	1 031 667,91	501 130,10
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	1 177 629	964 349	701 431	656 238	452 542	379 513	297 019	260 748	186 488	161 546	70 790
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	845 959	667 749	468 168	422 197	280 641	226 859	171 140	144 820	99 838	83 364	35 212
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	576 765	436 294	293 146	253 346	161 386	125 023	90 386	73 298	48 426	38 751	15 686
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	10 198 742	12 900 158	15 078 256	17 337 119	19 063 844	20 669 032	22 061 612	23 416 779	24 491 160	25 522 828	26 023 958
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	3 039 383	4 003 732	4 705 163	5 361 401	5 813 943	6 193 456	6 490 475	6 751 224	6 937 712	7 099 258	7 170 048
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	1 567 633	2 235 382	2 703 549	3 125 747	3 406 388	3 633 247	3 804 388	3 949 207	4 049 045	4 132 409	4 167 621
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	303 092	739 385	1 032 531	1 285 878	1 447 264	1 572 287	1 662 673	1 735 971	1 784 397	1 823 147	1 838 833

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Экономический анализ проведен по двум вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренного варианта разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации варианта.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2026- 2045 гг.

2 вариант – 2026 - 2045 гг.

Объем необходимых капитальных затрат при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 14 523,1 млн. тг.

2 вариант – 26 181,1 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 237 899,5 млн. тг

2 вариант – 263 570,3 млн. тг.

Дисконтированные поступления Государства за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85%:

1 вариант – 55 844,9 млн. тг.

2 вариант – 60 166,7 млн. тг.

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

1 вариант – 7 170,0 млн. тг.

2 вариант – 4 776,7 млн. тг.

Таким образом, рекомендуемым является первый вариант с максимальной чистой приведенной стоимостью и доходом Государства.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2045	2026 - 2045
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	173	225
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	75,8	77,2
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	12,0	14,3
Темп отбора при проектном уровне	%	4,2	4,3
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	сквж	15	0
добывающих	сквж	15	0
нагнетательных	сквж	0	0
Ввод новых скважин из бурения	сквж	6	10
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	976	1 078
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	1 804	1 906
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	161	199
добыча жидкости	тыс. т	2 815	3 487
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	4 177	4 849
Коэффициент извлечения нефти	%	38,32%	40,49%
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	80,32%	85,03%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	284 173,5	316 600,4
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	14 523,1	26 181,1
в строительство скважин	млн. тг	12 805,9	23 364,3
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	1 717,3	2 816,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	237 899,5	263 570,3
производственные расходы	млн. тг	74 242,5	81 635,09
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	28 698,2	31 594,4
непроизводственные расходы	млн. тг	134 958,9	150 340,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации (для налогообложения)	млн. тг	255 539,1	291 023,2
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	274 964,5	281 002,3
- Поток денежной наличности	млн. тг	26 024,0	21 702,7
- Поступления Государству	млн. тг	129 770,4	143 073,3
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	7 170,0	4 776,7
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	4 167,6	2 287,2
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	1 838,8	432,6
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	55 844,9	60 166,7
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	40 608,0	43 234,0
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	31 099,1	32 751,3
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	2,792	1,829
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,668	1,306
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,428	1,172
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,209	1,038

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

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

На дату составления Проекта разработки (на 01.01.2026г.) добыча нефти на месторождении Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное осуществляется механизированными способами, при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН), установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

На дату составления отчета 01.01.2026г. на месторождении Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное скважины эксплуатируются при помощи УШГН.

По состоянию на 01.01.2026г. на месторождении Сазтобе Северо-Восточное всего пробурено 4 скважины, из них 1 скважина находится в действующем фонде (скв, 1 скважина в бездействии, 2 скважины ликвидированы по геологическим причинам.

На месторождении Сазтобе Юго-Восточное фонд пробуренных скважин составляет 7 единиц, из них 3 скважины находятся в действующем фонде, 2 скважины в бездействии и одна скважина № 42 ликвидирована по геологическим причинам. В наблюдательном фонде находится 1 скважина.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта за период ввода скважин из бурения, т.е. до 2045г., по месторождениям Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное. Полная версия технологических показателей вариантов разработки представлены в главе 4.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 12 добывающих скважин, скважины планируется эксплуатировать механизированным способом, со средними дебитами на одну скважины по жидкости от 43,1 до 38,5 т/сут., по нефти от 31,6 до 7,6 т/сут. Средняя обводненность варьируется от 26,6 до 80,3 %. Эксплуатационный фонд добывающих скважин достигнет максимального значения – 15 скважины.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																				
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Механизированная	Ввод скважин	1	1	0	2	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	9	10	10	12	12	13	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Средний по жидкости, тн/сут:	43,1	28,9	28,0	29,1	32,2	34,0	36,0	36,5	37,4	37,4	37,4	37,4	38,1	38,1	38,8	38,5	38,3	38,4	38,4	38,5	38,5
	максимальный		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний по нефти	31.6	13,7	12,1	13,4	15,4	15,7	17,4	17,1	15,9	14,8	13,7	12,8	12,6	11,5	11,7	10,8	10,1	9,4	8,7	8,1	7,6
	Средняя обводненность, %	26.6	52,5	56,9	53,8	52,2	53,8	51,6	53,2	57,3	60,4	63,3	65,9	66,8	69,2	69,9	71,9	73,8	75,6	77,3	78,9	80,3

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

6.1.2. Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное 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 Объекта разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное и I, II Объектов разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

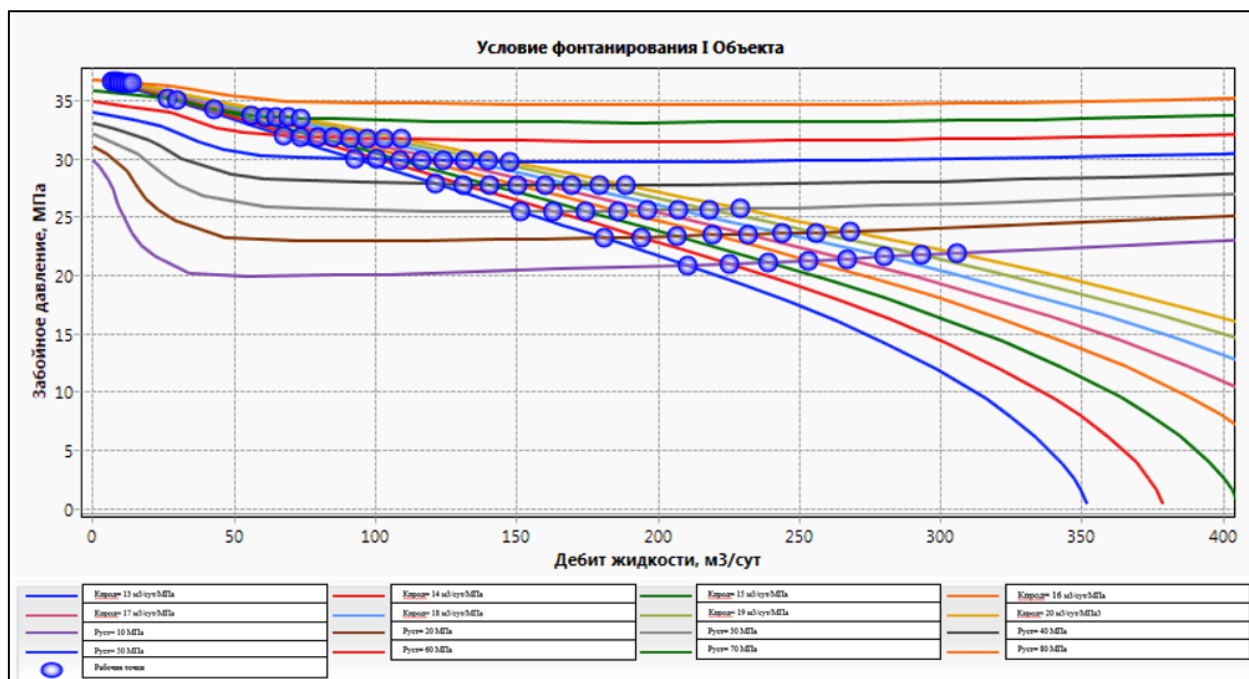


Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности I Объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное

Из графика на рисунке 6.1.1 видно, что согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм условие фонтанирования осуществляется при P_y от 10 до 80 МПа, $P_{зab}$ от 21 до 37 МПа, и дебит нефти при тех же коэффициентах продуктивности увеличивается до 320 м³/сут при значениях коэффициента продуктивности от 13 до 20 м³/сут/МПа.

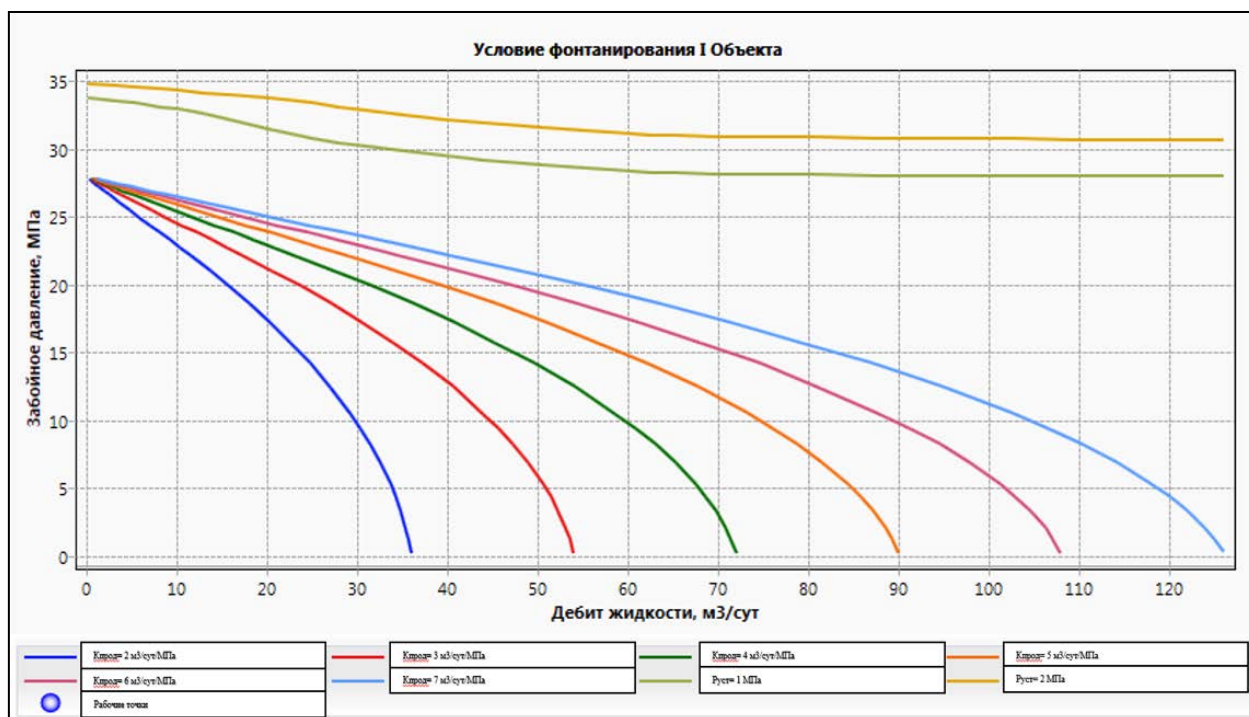


Рисунок 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности I Объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное механизированным способом.

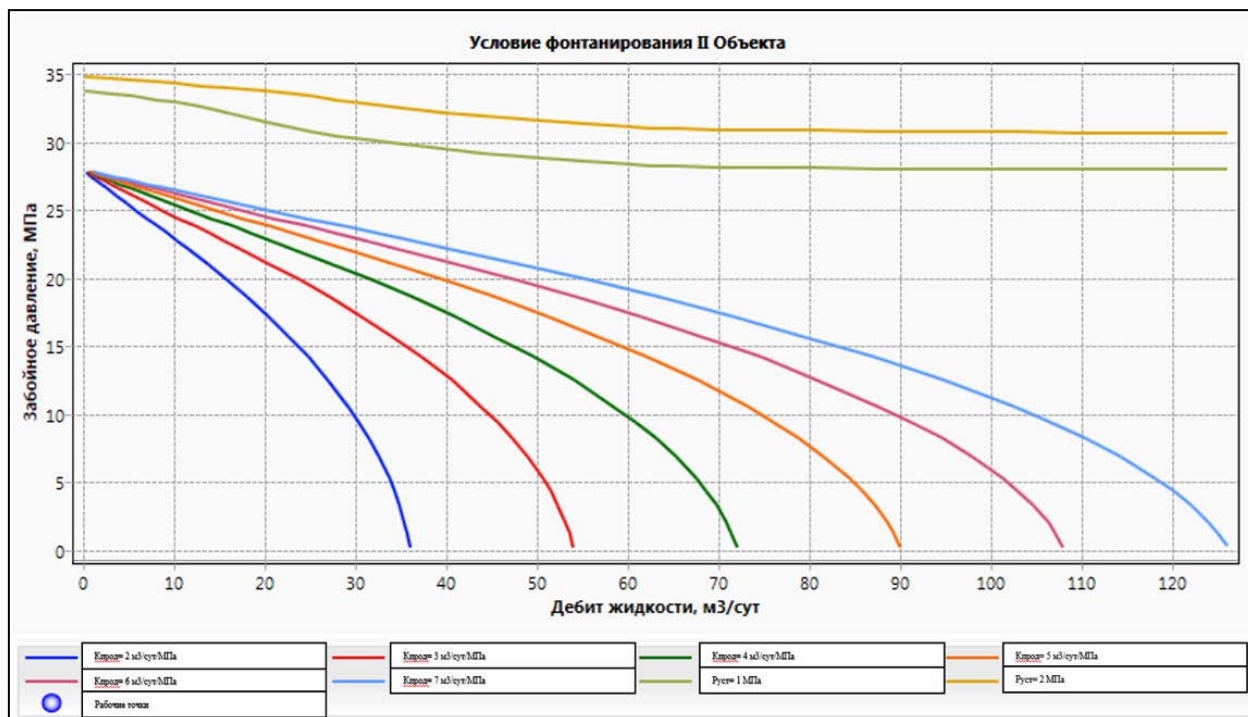


Рисунок 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности II Объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное

Как видно из графика (рисунок 6.1.3), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное механизированным способом.

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

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

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Выбор устьевого оборудования

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

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

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

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а также для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и трубной головки разных фирм-производителей, которое по своей характеристике соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении.

Скважина оборудована фонтанными подъемниками с наружным диаметром 73 мм, что отвечает рекомендациям проекта и является рациональным в условиях эксплуатации месторождения

Насосно-компрессорные трубы установлены ниже верхних отверстий интервала перфорации. С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5.5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов. Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх

запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

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

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

Выбор внутрискважинного оборудования

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

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

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

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

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

На рисунке 6.1.4, 6.1.5 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное. Кривые

показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

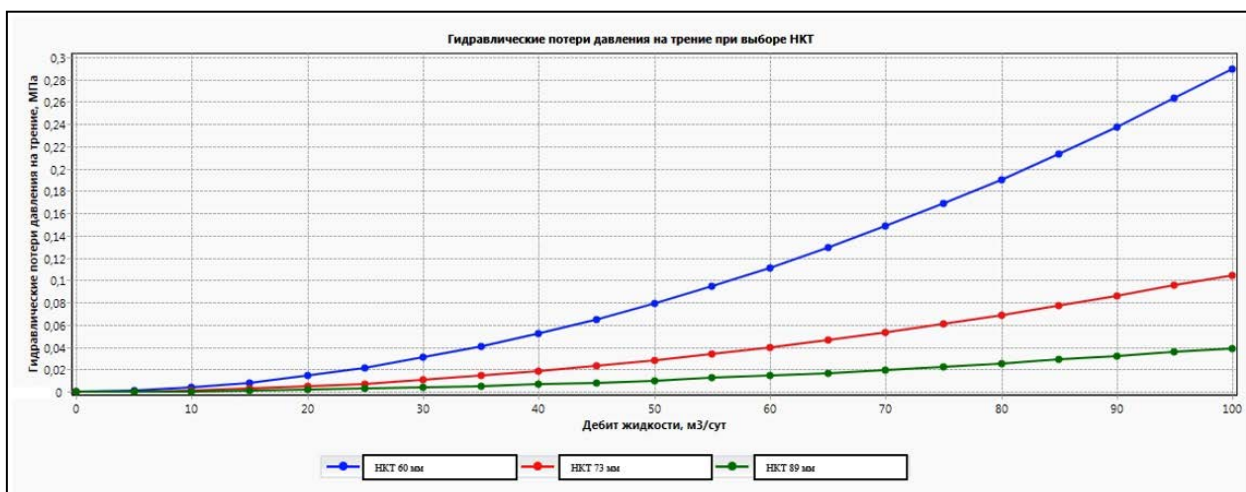


Рисунок 6.1.4 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины месторождения Сазтобе Юго-Восточное

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологических условий эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Сазтобе Юго-Восточное наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

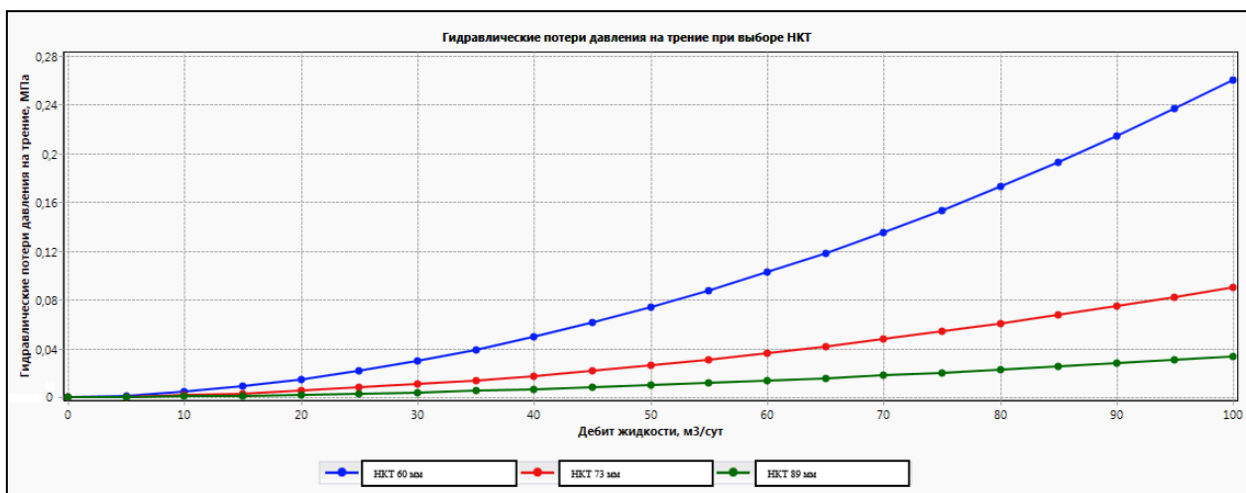


Рисунок 6.1.5 - Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины месторождения Сазтобе Северо-Восточное

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Сазтобе Северо-Восточное наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм

по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант — это применение НКТ диаметром 73 мм.

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

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

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

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

Условия эксплуатации на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168 мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48 мм (внутренний диаметр 60,43 мм) 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 выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок штанговых глубинных насосов (УШГН), установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Установка штангового глубинного насоса (УШГН)

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 1500 м). К преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{\text{пр}} > 0,35 \div 0,7 \text{ МПа}$. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравнивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравниванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п., Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Устьевое оборудование УШГН

Оборудование устья включает крестовик, установлена на колонной головке (ОКК), к боковым отводам присоединены краны (задвижки). На верхнем, горизонтальном фланце

установлен посадочный фланец, на котором висит колонна НКТ, а в верхней части, на посадочном фланце – устьевой сальник СУСГ-2. Давление, воспринимаемое устьевым сальником, обусловлено противодавлением на устье скважины, которое с внедрением однотрубной системы сбора и транспортирования нефти и газа равно 4 МПа.

Пластовая жидкость отводится в выкидную линию, которая соединяется с тройником посредством быстросъемной конструкции, состоящей из ниппеля и накидной гайки.

К особенностям рассматриваемой конструкции относится наличие шарнирного соединения, позволяющего головке вместе с уплотнением поворачиваться и самоустанавливаться по устьевому штоку. Это уменьшает радиальные составляющие усилия взаимодействия устьевого штока с вкладышами, а значит, и износ.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

При эксплуатации УШГН на месторождении Сазтобе Юго-Восточное рекомендуется применение станков-качалок типа СКДР-8-3, ШН-8-3-Ш, грузоподъемностью 8 тонн.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы не вставного (трубного) исполнения диаметрами 44, 57 мм. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения/уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам,

применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

На месторождении рекомендовано применение и эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Благоприятные условия для этого создают физико-химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м³/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более $p_{пр} \approx 1,75$ МПа. Однако УЭЦН плохо работают в условиях высоко коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2 %), в условиях высокой температуры, большой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с).

Устьевое оборудование

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

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

На рисунке 6.1.6 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

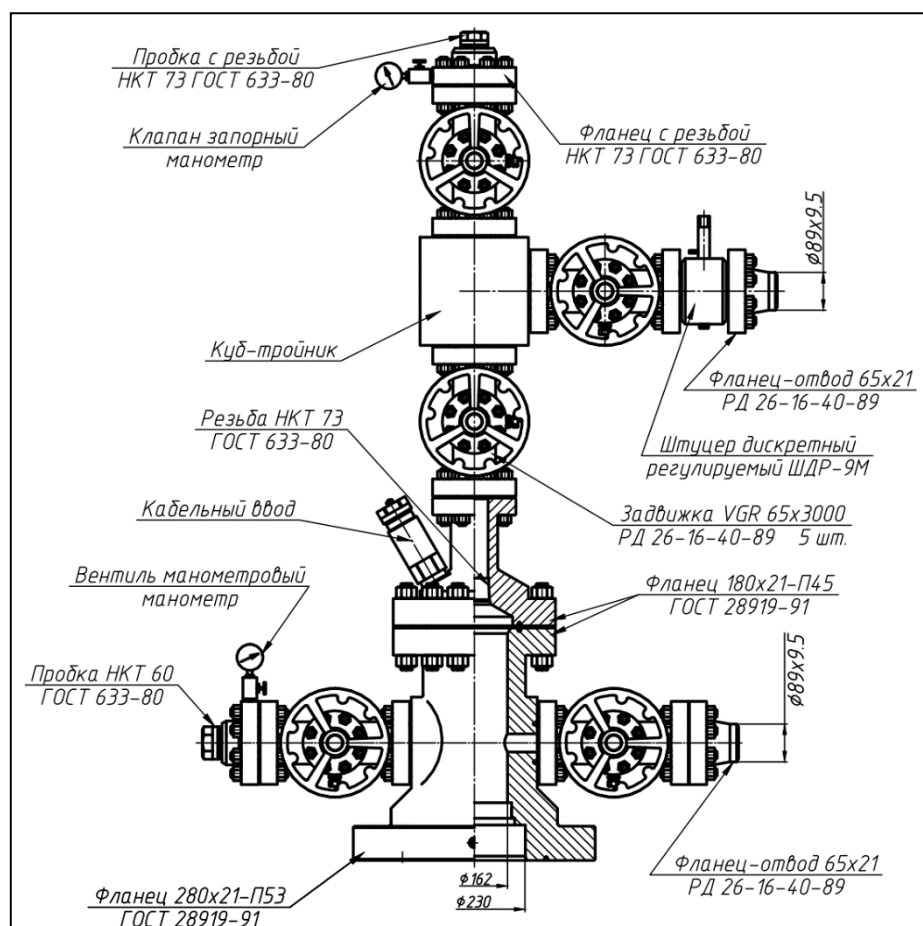


Рис. 6.1.6 - Устьевая арматура УЭЦН

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

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиями связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

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

В подземное оборудование входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет в себе погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой (устройство изоляции полости ПЭД от пластовой среды), погружной блок датчиков телеметрии, центробежный многоступенчатый насос с газостабилизирующими устройствами на входе (газосепаратор, диспергатор и т.п.) и кабельную линию для подачи электроэнергии. Компоновка УЭЦН спускается в скважину на колонне НКТ с креплением кабельной линии с наружи лифта. Над насосом, через 3-5 труб НКТ, устанавливают обратный и сливной клапаны. Герметичный выход кабеля из скважины производится через кабельный ввод в фонтанной арматуре.

Типоисполнения УЭЦН возможны в различных комбинациях - исполнениях термостойком, коррозионностойком, износостойком (значительно влияет на стоимость УЭЦН). Установки, как правило, оснащаются погружной системой телеметрии для получения показаний температуры, давления в зоне подвески погружного электродвигателя насоса. Имеются телеметрии для УЭЦН с датчиками вибрации и расходомерами. Кабельные линии имеют термовставки из более дорогого освинцованного EPDM кабеля на 230°C и основной линии кабеля с полимерной изоляцией на 120-130°C.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования газоконденсатного месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное могут возникнуть такие виды осложнений, связанные с физико- химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании и гидратообразование.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутривыпускного оборудования.

Величина общей минерализации воды юрских отложений месторождения Сазтобе Северо-Восточное меняется от 226,5 до 265,7 г/дм³, в среднем составляя 246,1 г/дм³. Плотность воды меняется от 1,152 до 1,178 г/см³, в среднем составляет 1,165 г/см³.

Пластовые воды триасовых отложений месторождения Сазтобе Юго-Восточное охарактеризованы 3 пробами воды из скважин №№44, 45, 46. Воды относятся к крепким

рассолам хлоркальциевого типа. Величина общей минерализации воды в среднем составляет 230 г/дм³ при диапазоне изменения от 201 до 228,7 г/дм³.

Эксплуатация обводненных скважин сопровождается коррозией насосно-компрессорных труб (НКТ) и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки скважинной продукции. Для защиты от коррозии скважинного и наземного оборудования и трубопроводов рекомендуется использовать водорастворимые ингибиторы коррозии.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн от коррозии необходимо установить пакер и предусмотреть ингибиторную защиту (заполнение затрубного пространства жидкостью с ингибиторами коррозии). Подачу ингибиторов осуществлять периодически в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ с помощью передвижных или устьевых дозировочных насосов (НД).

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии в систему сбора и подготовки нефти применяются блочные установки. Более высокий эффект достигается при непрерывной подаче ингибитора в систему.

Производительность насоса для закачки ингибиторов в защищаемую систему определяется по формуле $q = (Q + C_2)/(240C_1\rho)$, где Q - расход жидкости в защищаемой системе, м³/сут; C_1 - концентрация ингибитора в рабочем растворе, %; C_2 - рекомендуемая концентрация ингибитора в транспортируемой жидкости, г/см³; ρ - плотность рабочего ингибитора, г/см³; 240 - переводной коэффициент.

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 сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода. Для защиты от коррозии системы сбора и подготовки нефти рекомендуется применить ингибиторы коррозии марки РАНКОР-1105 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 25 гр/м³. Ингибитор коррозии РАНКОР- 1105 - предназначен для коррозионной защиты наземного оборудования и коллекторов системы водоподготовки начиная от трехфазных сепараторов на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), установки предварительного сброса воды (УПСВ), установки подготовки нефти (УПН) до технологических линии и оборудования блочно-кустовой насосной станций (БКНС), а также внутрипромысловых коллекторов транспортирующие высокообводненную жидкость.

Методы предупреждения отложения солей делятся на физические, химические и технологические. Физические методы делятся на воздействие на продукцию магнитным полем или акустическим полем. Технологические - это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления. Также к технологическим методам относится изменение технологических режимов работы скважин и насосного оборудования. Также к методам предупреждения солеотложения относятся химические методы - это применение различных ингибиторов солеотложений.

Как и при парафиноотложений, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промышленного оборудования. В целях проведения обработок горячей водой (ОГВ) и обработки добываемых пластовых вод рекомендуется использование ингибитора солеотложения марки «Ранскейл»-4115» производитель ТОО «Рауан-Налко» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании глубинно-насосного оборудования (ГНО) скважин, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция)

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов. Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга - наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Мероприятия по борьбе с отложениями, смол, асфальтенов и парафина (АСПО)

Нефть горизонта ТЗ является легкой, малосмолистой, парафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 834,6 кг/м³. Содержание парафина в нефти изменяется от 2,17 до 4,32%, в среднем составляет 2,4%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 6,7 и 0,4% соответственно.

Нефть горизонта Ю-ХII-ХIII является легкой, малосмолистой, парафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 822,9 кг/м³. Содержание парафина в нефти в среднем составляет 2,22%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 4,25 и 0,04% соответственно.

При снижении температуры и давления в стволе скважины растворимость нефти по отношению к парафину уменьшается, что приводит к его выпадению в осадок на глубинном и устьевом оборудовании скважин.

Одним из наиболее распространенных осложнений при добыче нефти являются асфальтено-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). Основной причиной, приводящей к образованию АСПО, является снижение растворяющей способности нефти по отношению к парафину в результате уменьшения температуры и разгазирования, причём преобладает температурный фактор.

При движении нефти от забоя до промысловых сооружений охлаждение, в основном, происходит при движении по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой, а также за счет выделения и расширения газа, обусловленного снижением давления. В результате уменьшения температуры снижается растворяющая способность нефти, и твердые парафины начинают выделяться из раствора, при этом наиболее интенсивная парафинизация происходит в подъемных трубах и в внутрискважинном оборудовании.

Таким образом, на образование АСПО существенное влияние оказывают:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и в стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии (например, петромагнитные устройства

«Магнифло» производства компании «Петролеум Магнетик Интернешнл», г. Одесса и штат Техас, США; депарафинизаторы серии МОЖ НПФ «Технологические системы» и др.).

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

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. Основным требованием к ингибиторам парафиноотложений является достижение высокой эффективной защиты оборудования.

Кроме того, защищая оборудование от парафиноотложений, ингибиторы должны обладать определенным комплексом и других свойств, обеспечивающих их активное использование. Для окончательного выбора реагентов – ингибиторов парафиноотложений необходимо проведение опытно-промышленных испытаний по подбору оптимального реагента. Если технология ингибирования предусматривает использование ингибитора совместно с растворителями и другими химическими добавками, то необходимо проведение лабораторных исследований контроля качества соответствующих растворов.

Проведение систематического контроля за парафинизацией оборудования и трубопроводов является необходимым условием оптимального использования ингибиторов. Необходимо разработать методику мониторинга парафиноотложений и определить эффективность применения и уточнить расходный показатель намеченного к применению ингибитора и растворителя парафиноотложений.

Следует отметить, что рынок услуг нефтедобычи предлагает множество химических реагентов, поставку и сервисное сопровождение работ на объектах заказчика. Например, ингибитор парафиноотложения комплексного действия СНПХ-7821, ЕС-6426А (фирмы Налко/Эксон) и др.

Для условий месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное рекомендуется применять промывку скважин и выкидных линий горячей нефтью.

Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями, вызванными гидратообразованиями при эксплуатации наземного оборудования

Выявлено, что при эксплуатации газопровода «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» имеют место остановки газопровода из-за ограничений по приему газа на ГСП «Толкын» Филиалом ТОО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз» в городе Актау (далее - Филиал) в зимнее время вследствие низкой температуры принимаемого газа. Поступление

сырого газа с низкой температурой создает условия для образования гидратов и обледенений в газоконденсатопроводе в зимнее время, так как плотность воды в трубе составляет 1,04 г/см³.

В 2015г был разработан рабочий проект «Модернизация системы сбора, подготовки, транспортировки нефти и газа на м/р Сазтобе», согласно которому предусматривалась установка двух путевых подогревателей газа ПГ-50 в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын».

Также в целях предотвращения гидратообразования в газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» был рекомендован ввод в эксплуатацию блока дозирования метанола. Размещение предусматривалось в районе площадки СЗУ-2, а также на площадке подогрева газа.

Также выявлено, что в результате скопления конденсата в нижних точках газопровода «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» происходит закупоривание полости трубопровода, которое приводит к аварийному повышению давления.

В связи с этим, в предыдущем отчете «Анализ разработки...», 2016г. было рекомендовано установить узлы для сброса конденсата в нижних точках газопровода.

В настоящее время на газопроводе «УСН Сазтобе-ГСП Толкын» в целях борьбы с последствиями гидратообразований применяется растворитель гидратообразований «Аманат 6003», произведенный в Российской Федерации, г. Уфа. В период с ноября по конец апреля каждого года для предотвращения образования газогидратной пробки используют растворитель гидратообразований марки «Аманат 6003» в объеме 1,5-3 м³, в зависимости от размера возникшего отложения.

Выводы и рекомендации по выполнению мероприятий по предотвращению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

- Для защиты нефтепромыслового оборудования от парафиноотложений произвести подбор эффективного и экономически выгодного ингибитора парафиноотложений.
- Для защиты от коррозии внутренней поверхности НКТ добывающих скважин рекомендуется применение НКТ с внутренним защитным (эмалевым) покрытием. В опытном порядке рекомендуется применение НКТ из алюминиевых сплавов, обладающих высокой коррозионной стойкостью в сероводородсодержащих средах. Защита от коррозии обсадных колонн может быть осуществлена спуском труб из коррозионностойкой стали или труб с защитным покрытием.
- Предусмотреть защиту оборудования от осложнений, связанных с гидратообразованиями нефтепромыслового оборудования.

Ниже представлены рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	На период прогноза	Ингибиторная защита	Подземное и наземное оборудование Все высоконапорные водоводы сточной воды и нагнетательные линии системы ППД	Непрерывно	После проведения исследований по подбору ингибиторов
2		Обработки растворителями и композициями на их основе, обработки горячей нефтью.	глубинное оборудование, выкидные линии	по графику	После проведения лабораторных исследований и разработки нормативно-технологической документации
3		Ингибиторы гидратообразования	Подземное и наземное оборудование	В зимний период	После проведения исследований по подбору ингибиторов

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В данном разделе настоящего проекта, в соответствии с нормативными документами, определены требования к промысловой системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин и разработаны рекомендации по дальнейшей эксплуатации этих систем, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённых Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года за № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин при добыче углеводородов:

1. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса «О недрах и недропользовании» [2, пункт 82].

2. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами [2, пункт 83].

3. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает [2, п.84]:

- оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;
- охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;
- достоверный учёт добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;
- соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;
- выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;
- извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

4. При проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны соблюдаться меры по безопасному функционированию этих

объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций [2, пункт 98].

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удалённость действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Система внутри промыслового сбора и подготовки продукции месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» обеспечивает герметизированный сбор, индивидуальный замер дебита скважин и транспортировку продукции до участка сбора нефти (УСН).

На УСН «Сазтобе» осуществляется сбор скважинной продукции с групп месторождений «Сазтобе». Сооружения УСН предназначены для сепарации газожидкостной смеси, и дальнейшей подачи попутно нефтяного газа на компрессорную станцию КС «Сазтобе» для транспортировки на КСИРГ «Толкын». И перекачки нефтесодержащей жидкости на центральный пункт промысловых сооружений (ЦППС) «Елемес» для доведения нефти до товарных кондиций согласно СТ РК 1347-2024. Откуда подготовленная товарная нефть перекачивается на пункт сдачи нефти ПСН «Опорный» для последующей сдачи её в систему магистральных трубопроводов АО «Казтрансойл».

По состоянию на 01.01.2026 года эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет:

- на месторождении «Сазтобе Ю.В.» 5 единиц

- действующий фонд - 3 скважины (№44, 48, 49)
- в бездействии - 2 скважины (№45, 46)

Фонд добывающих скважин эксплуатируется фонтанным способом (№48 и №49) и механизированным способом, с применением установок ШГН (№44) и ЭЦН (№45 и №46).

- на месторождении «Сазтобе С.В.» 2 единицы

- действующий фонд - 1 скважина (39)
- в бездействии - 1 скважина (2)

Эксплуатация добывающего фонда скважин осуществляется механизированным способом с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Описание существующей системы сбора

Действующим проектным документом разработки месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» предусматривается применение герметизированной, однатрубно-напорной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» представлена на рисунке 6.3.1.

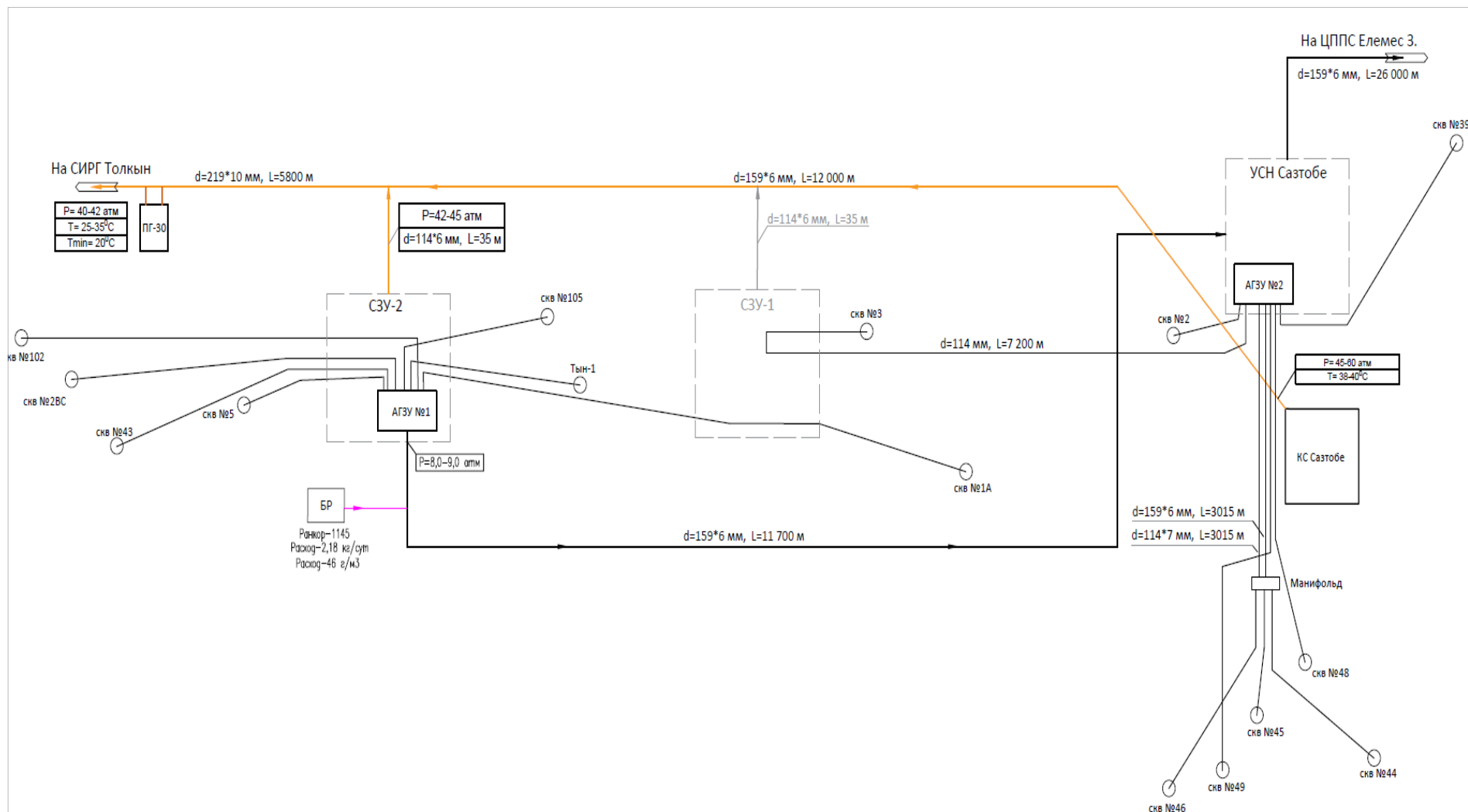


Рис. 6.3.1 – Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции групп месторождений «Сазтобе»

Газожидкостная смесь с добывающих скважин месторождения «Сазтобе С.В.» по выкидным линиям Ø114х6 мм поступает на автоматизированную групповую замерную установку АГЗУ №2 марки «Спутник АМ 40-8-400», расположенную на территории УСН «Сазтобе». Продукция добывающих скважин №44, 45 и 46 месторождения «Сазтобе Ю.В.» поступет на блок гребенки и далее по внутрипромысловому коллектору Ø159х6 мм поступает на АГЗУ №2. Продукция добывающих скважин №48 и №49 по выкидным линиям Ø107х3 мм за счёт пластовой энергии также поступает на АГЗУ №2.

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) - предназначена для автоматический периодического или ручного замера дебита добывающих скважин. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работы добывающих скважин.

С АГЗУ №2 скважинная продукция добывающего фонда месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» поступает на НГС $V=12,5\text{ м}^3$.

В таблице 6.3.1 отображена информация по технологическим трубопроводам месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» с указанием диаметра, протяженности и материала исполнения выкидных линий.

Таблица 6.3.1 – Техническая характеристика технологических трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин по м/р «Сазтобе С.В.» и «Сазтобе Ю.В.»

Место-рождение	№ АГЗУ	№ скв.	Диаметр выкидной линии, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	Год ввода в эксплуат.	Примечание
Сазтобе Ю.В.	АГЗУ №2	Б/г	Ø159х6 мм	3015	сталь	1999	
		Б/г	Ø114х6 мм	3015	сталь	1999	
		44	Ø114х6 мм	909	сталь	1999	
		45	Ø114х6 мм	145	сталь	1999	
		46	Ø114х6 мм	820	сталь	1999	
		48	Ø107х3 мм	3684	СВТ	2026	
		49	Ø107х3 мм	3897	СВТ	2025	
Сазтобе С.В.		2	Ø114х6 мм	225	сталь	1999	
		39	Ø114х6 мм	565	сталь	1999	

Описание технологического процесса первичной подготовки (сепарации) скважинной продукции на УСН «Сазтобе»

Принципиальная технологическая схема УСН месторождения Сазтобе представлена на рисунке 6.3.2.

На территории УСН «Сазтобе» газожидкостная смесь с АГЗУ №2 и водонефтяная эмульсия с АГЗУ №1 объединившись в один поток (на выходе с АГЗУ №1 осуществляется дозированная подача ингибитора коррозии Ранкор-1145) по нефтесборному коллектору Ø219×8 мм поступают в нефтегазосепаратор НГС-1-1,6-1600-2 ($V=12,5\text{ м}^3$). На установке

НГС протекает процесс дегазации нефти, отделения попутного нефтяного газа от нефтяной эмульсии. Для поддержания технологического режима, уровень жидкости в аппарате поддерживается на отметке 50% от диаметра аппарата, и регулируется УЭРВ.

Выделившийся попутно нефтяной газ в процессе сепарации на НГС, давлением $P=3,5-3,8$ кгс/см² поступает на очистку в газосепаратор типа ГС-1-2,5-600-1 №1. На установке ГС попутно нефтяной газ отчищается от капельной жидкости, газоконденсата и механических примесей. Осушенный газ из ГС №1 частично используется на ГПЭС для выработки электроэнергии, и в зимний период на социально бытовые нужды в качестве топлива для котельных установок. Замер газа осуществляется отдельно как для потребителя, так и на факел.

На месторождении «Сазтобе» кроме целей потребления газа для собственных нужд месторождения (ГПЭС и котельной), основная часть попутного нефтяного газа по газопроводу Ø159*6 мм «УСН Сазтобе – КС Сазтобе» $P=3,8-4$ кгс/см² направляется на компрессорную станцию (КС) «Сазтобе», сюда же поступает попутно нефтяной газ с месторождения «Елемес Западный». Далее попутно нефтяной газ с компрессорной станции $P=45-60$ кгс/см² транспортируется по газопроводу «КС Сазтобе-СИРГ Толкын» Ø159*8 мм протяжённостью 11,8 км с переходом на Ø219*10 мм протяжённостью 5,8 км. На выходе с компрессорной установки в газопровод производится дозированная подача ингибитора гидратообразования для предотвращения гидратных пробок.

В этот же газопровод врезаны линии газа, который собирается на площадках СЗУ №1 и СЗУ №2. Площадка СЗУ №1 временно не эксплуатируется. Площадка СЗУ №2 предназначена для подачи сырого газа $P=45-50$ кгс/см² отсепарированного с скважинной продукции месторождения «Сазтобе Восточное».

Перед сдачей газа в газопровод «ГСП Толкын – УКПГ Боранколь», на входе в СИРГ газ подогревается с помощью подогревателя газа ПГ-30 до температуры $t=25-35$ °С, в целях исполнения требований температурного режима, и предупреждения гидратообразования в газопроводе.

Жидкость из нефтегазосепаратора поступает в концевую сепарационную установку (КСУ-50-1,0-1) $V=50$ м³, где давление снижается до атмосферного, после чего жидкость поступает самотеком в горизонтальные ёмкости РГС-100 №2-10 «Нефть» ($V=100$ м³), заполняется по очерёдно. В концевой сепарационной установке уровень жидкости регулируется поплавком и клапаном.

Нефтяная эмульсия из горизонтальных резервуаров по трубопроводу Ø 150 мм поступает на приём насосов внешней перекачки НБ-80 (1 рабочий, 1 резервный) и центробежного насоса ЦНС-38/220, и по нефтепроводу Ø159*8мм давлением $P=14-16$

кгс/см² перекачивается на ЦППС месторождения Елемес Западный для дальнейшей подготовки до товарной кондиции. Откачка осуществляется два раза в сутки с средней продолжительностью 4-5 часов.

На выходе из насосов внешней откачки добавляется ингибитор коррозии для защиты нефтепровода «УСН Сазтобе Восточный – ЦППС Елемес» от коррозии. На ЦППС Елемес продукция групп месторождений «Сазтобе» смешивается с нефтяной эмульсией месторождения «Елемес Западный», проходит окончательную подготовку до товарного качества и транспортируется на нефтеперекачивающую станцию (НПС) «Опорный» для сдачи в магистральную систему ЗФ АО «Казтрансойл».



Ввод скважин из бурения

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки в период 2026-2045 годы на месторождениях «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» начиная с 2026 года планируется бурение шести добывающих скважин.

Порядок ввода и время бурения скважин, а также ГТМ по добывающему фонду скважин представлены в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2 – Информация по бурению скважин

П/п	Месторождение	№ скв.	Год	Объект	Описание мероприятия
1	Сазтобе Ю.В.	45	2026	I	Ввод из бездействия
2	Сазтобе Ю.В.	46	2026	I	Ввод из бездействия
3	Сазтобе С.В.	51	2026	I	Бурение вертикальной скважины
4	Сазтобе Ю.В.	55	2028	I	Бурение вертикальной скважины
5	Сазтобе С.В.	53	2028	I	Бурение вертикальной скважины
6	Сазтобе Ю.В.	47	2029	I	Ввод из бездействия
7	Сазтобе Ю.В.	54	2030	I	Бурение вертикальной скважины
8	Сазтобе Ю.В.	57	2031	I	Бурение вертикальной скважины
9	Сазтобе Ю.В.	44	2031	I	Дополнительная перфорация
10	Сазтобе С.В.	52	2032	II	Бурение вертикальной скважины

С учётом прогнозируемого количества ввода новых скважин из бурения и вывода скважин из бездействующего фонда по результатам геолого-технических мероприятий (ГТМ), на месторождениях «Сазтобе Юго-Восточное» и «Сазтобе Северо-Восточное» прогнозируется увеличение добывающего фонда скважин до 13 единиц.

Существующая АГЗУ №2 типа «Спутник АМ 40-8-400», обслуживающая данные месторождения, имеет технологическое ограничение и рассчитана на подключение не более 8 скважин. Кроме того, согласно пункта 294 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», совместная эксплуатация добывающих скважин без оснащения средствами индивидуального или группового замера дебита не допускается.

В целях расширения пропускной способности системы сбора, обеспечения непрерывности технологического процесса и выполнения требований НТД РК по замеру дебита скважиной продукции, на месторождении «Сазтобе Ю.В.» рекомендуется:

- осуществить монтаж дополнительной АГЗУ (блочно-модульного исполнения с возможностью подключения от 10 до 14 скважин);
- произвести перераспределение скважинного фонда месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» между существующей АГЗУ №2 и вновь вводимой установкой;
- предусмотреть интеграцию новой АГЗУ в существующую систему сбора и внутрипромыслового транспорта продукции, а также её обустройство средствами

автоматизации и телеметрии для передачи данных в систему верхнего уровня (SCADA).

Примечание: возможно поэтапное перераспределение скважинного фонда месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.», а также при оценке технического состояния действующего коллектора от блока гребёнки до АГЗУ №2 ф159х6 мм, для дальнейшей его эксплуатации с подключением к проектируемому АГЗУ.

Принципиальная схема подключения новых скважин и переподключение действующих скважин к проектируемой АГЗУ №3 на месторождении «Сазтобе Ю.В.» представлена на рисунке 6.3.3.

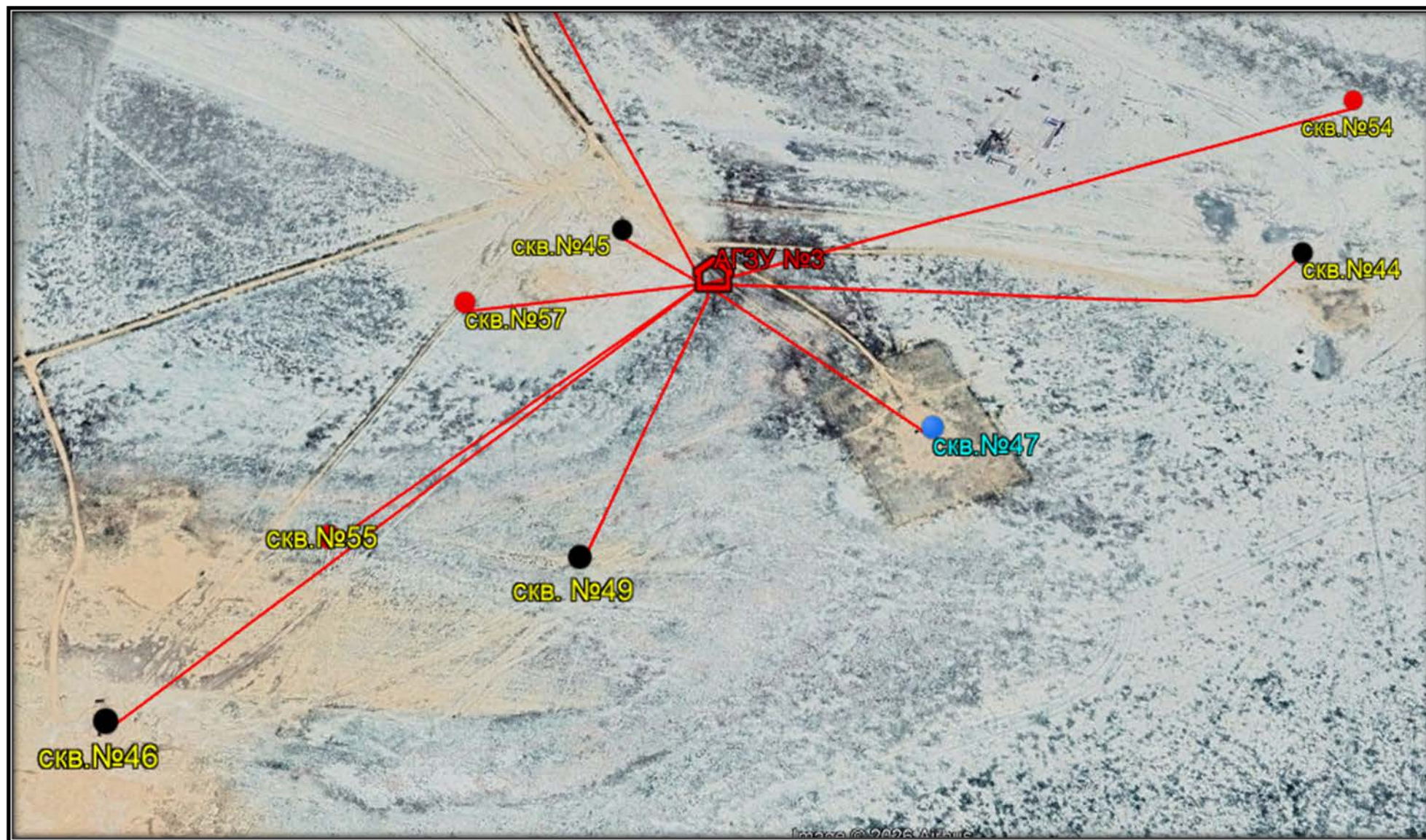


Рис. 6.3.3 – Схема подключения новых скважин и переподключение действующих скважин к проектируемой АГЗУ №3 на месторождении «Сазтобе Ю.В.»

Принципиальная схема подключения новых скважин к АГЗУ №2 на месторождении «Сазтобе С.В.» представлена на рисунке 6.3.4.



Рис. 6.3.4. Схема подключения новых скважин к АГЗУ №2 на месторождении «Сазтобе С.В.»

В таблице 6.3.3 отображена прогнозная информация по технологическим трубопроводам для проектных скважин месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» с указанием диаметра, протяженности и материала исполнения, а также коллектора

планируемого АГЗУ №3 на месторождении «Сазтобе Ю.В.» с подключением на УСН «Сазтобе».

Таблица 6.3.3 – Техническая характеристика технологических трубопроводов и коллектора проектных добывающих скважин и АГЗУ №3 по м/р «Сазтобе С.В.» и «Сазтобе Ю.В.»

Место-рождение	№ АГЗУ	№ скв.	Диаметр выкидной линии, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м	Материал исполнения	Примечание
Сазтобе Ю.В.	АГЗУ №3	Коллектор	Ø159х6 мм	3509	сталь	новый коллектор
		44	Ø114х6 мм	709	сталь	переподключение
		45	Ø114х6 мм	120	сталь	переподключение
		46	Ø114х6 мм	770	сталь	переподключение
		47	Ø114х6 мм	330	сталь	переподключение
		48	Ø114х6 мм		сталь	переподключение
		49	Ø114х6 мм	390	сталь	переподключение
		54	Ø114х6 мм	840	сталь	ввод скв. с бурения
		55	Ø114х6 мм	500	сталь	ввод скв. с бурения
		57	Ø114х6 мм	270	сталь	ввод скв. с бурения
Сазтобе С.В.	АГЗУ №2	51	Ø114х6 мм	1036	сталь	ввод скв. с бурения
		52	Ø114х6 мм	320	сталь	ввод скв. с бурения
		53	Ø114х6 мм	847	сталь	ввод скв. с бурения

Определение мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Пропускная способность нефтепровода УСН «Сазтобе» - ЦППС «Елемес Западный» 0,5 млн.тн./год, пропускная способность газопровода КС «Сазтобе» – СИРГ «Толкын» составляет 360 млн. м³/год.

Согласно настоящему проекту, максимальное значение проектных показателей добычи по месторождениям «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» составит:

- по жидкости - 172 800 т/год $\approx$ 473,5 т/сутки в 2036 г.,
- по нефти - 75 800 т/год $\approx$ 207,7 т/сутки в 2032 г.,
- по газу – 11,999 млн м³/год $\approx$ 32 810 м³/сутки в 2032 г.

Как видно из представленных данных, мощностей имеющегося оборудования на УСН «Сазтобе» достаточно для обеспечения предварительной подготовки скважинной продукции «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.», также транспорта нефти и газа при разработке месторождения по рекомендуемому варианту. Следовательно, производительность УСН «Сазтобе» позволяет достичь прогнозных показателей.

Выводы и рекомендации

1. Существующая система предварительной подготовки и транспорта скважинной продукции месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» по технологическим возможностям и пропускным способностям, способна обеспечить достижение прогнозных технологических показателей разработки, принятых в настоящем отчете.

2. Рекомендуется проводить мониторинг коррозии и солеотложений технологического оборудования и трубопроводов.

3. В целях расширения пропускной способности системы сбора на данных месторождениях, рекомендуется на месторождении «Сазтобе Ю.В.» установить дополнительную АГЗУ (блочного-модульного исполнения с возможностью подключения от 10 до 14 скважин) а также её обустройство средствами автоматизации и телеметрии для передачи данных в систему верхнего уровня (SCADA).

4. Произвести (поэтапное) перераспределение скв. фонда месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» между существующей АГЗУ №2 и проектируемой АГЗУ №3.

Технологические потери нефти и газа

В 2026 году были скорректированы и утверждены нормативы технологических потерь нефти, конденсата, попутного и природного газа по месторождениям ЦДНГ №1, ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на осенне-зимний и весенне-летний периоды.

1. «Норматив технологических потерь при добыче, сборе, подготовке и транспортировке нефти на объектах ЦДНГ №1».

2. «Норматив технологических потерь при добыче, сборе, подготовке и транспортировке конденсата на объектах ЦДНГ №1».

3. «Норматив технологических потерь попутного и природного газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах ЦДНГ №1».

Согласно данным документам, выполнен расчёт нормативов технологических потерь нефти, газового конденсата, природного и попутного нефтяного газа при их добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах ЦДНГ №1. Расчёты произведены с учётом принятой схемы обустройства месторождений и применяемых технологий разработки в строгом соответствии с требованиями национальных стандартов Республики Казахстан СТ РК 4003-2025, СТ РК 4004-2025 и СТ РК 4005-2025.

Установление нормативов необходимо для обеспечения достоверного учёта, рационального использования ресурсов и соответствия требованиям нормативных документов РК.

Норматив технологических потерь нефти и природного газа, обусловленный технологическими процессами добычи, сбора, подготовки и транспортировки на месторождениях:

- «Сазтобе Юго-Восточное» составляет: по нефти – 0,2660611% (средний показатель структуры, объёмов и норматива технологических потерь нефти) от объёма добычи нефти, по попутному газу – 0,405% от объёма добычи газа;

- «Сазтобе Северо-Восточное» составляет: по нефти - 0,2730757% (средний показатель структуры, объёмов и норматива технологических потерь нефти) от объёма добычи нефти, по попутному газу – 0,405% от объёма добычи газа.

1. Под технологическими потерями нефти (далее - потери) понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из недр нефти.

Учёту подлежат технологические потери, образующиеся на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования в межремонтный период.

Технологические потери нефти классифицируются по видам, на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком попутного газа;
- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов;
- уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества.

К технологическим потерям не относится объем нефти, используемый на собственные и/или коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие нарушения, правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования и (или) режимов технологических процессов, а также аварийных ситуаций, в соответствии с СТ РК 4005-2025.

Технологические потери нефти от утечек в трубопроводах, через уплотнительные узлы насосов, задвижек, при замене оборудования, различных видах профилактических работ (продувки, промывки и т.д.) являются эксплуатационными и должны фиксироваться производственными структурами по факту. При нормальной эксплуатации трубопроводов и технологических установок различного назначения, технологические потери от утечек должны быть сведены к минимуму, так как по мере их появления они должны быть предотвращены своевременным выполнением организационно технических мероприятий.

2. Под технологическими потерями природного и (или) попутного газа понимают безвозвратные потери, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения, включая объекты добычи, сбора, подготовки и транспортировки, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на месторождениях.

Технологические потери природного и (или) попутного газа классифицируются по видам:

- потери от утечек через неплотность соединений и уплотнений;
- потери из линейных частей газопроводов;
- потери при обслуживании предохранительных клапанов, средств автоматизации и контрольно-измерительных приборов (если применимо);
- потери при опорожнении технологического оборудования и технологических трубопроводов при проведении ремонтных и профилактических работ (если применимо):
- потери при отборе проб;
- потери при дегазации сточных вод и регенерации рабочих жидкостей.

Запрещается относить к технологическим потерям объем природного и (или) попутного газа при обслуживании предохранительных клапанов, опорожнении технологических трубопроводов и оборудования при проведении ремонтных и профилактических работ, за исключением случаев, когда в технологической схеме месторождения не предусмотрена факельная установка согласно утвержденных технических проектных документов.

К технологическим потерям не относится объем природного и (или) попутного газа при пуско-наладке оборудования, проведении исследовательских работ на скважинах, опорожнения технологического оборудования и трубопроводов, сопровождающиеся сбросом природного и (или) попутного газа на факел в соответствии с СТ РК 4003-2025.

К технологическим потерям не относится объем природного и (или) попутного газа, используемый на собственные и (или) коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие аварийных ситуаций и (или) нарушении технологического процесса.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования к переработке и утилизации сырого газа статья №147.

1. Под переработкой сырого газа понимается технологический процесс по выработке из сырого газа продукции, отвечающей по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и (или) национальных стандартов.

2. Недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объёмов сжигания сырого газа.

Проект разработки месторождения в обязательном порядке должен содержать раздел по переработке (утилизации) сырого газа.

3. Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа разрабатывается на основании утверждённого недропользователем и получившего положительное заключение предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базового проектного документа или анализа разработки.

ПРПСГ подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов с учётом рекомендаций рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и должны обновляться каждые три года.

Состав рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и положение о ней утверждаются уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчёты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме и срокам, которые утверждены таким органом.

4. Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением объёмов сырого газа:

- 1) сжигаемых в случаях и на условиях, установленных статьёй 146 настоящего Кодекса;
- 2) используемых недропользователем на собственные технологические нужды в объёмах, предусмотренных программой развития переработки сырого газа, утверждённой уполномоченным органом в области углеводородов;
- 3) реализуемых недропользователем иным лицам в целях переработки и (или) утилизации.

При этом на месторождениях, где переработка сырого газа экономически не оправдана, проектом разработки месторождения и программой развития переработки сырого газа может быть предусмотрена утилизация всего объёма добываемого сырого газа, за исключением газа, используемого на собственные нужды, путём закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления.

На дату составления настоящего отчёта, утилизация газа на месторождениях «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на 2026 год по группе месторождений «Сазтобе»: «Сазтобе Ю.В.», «Сазтобе С.В.», «Сазтобе В.» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г.

ПРПСГ выполнена в соответствии с требованиями действующего Кодекса Республики Казахстан принятым от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» и «Методикой расчётов нормативов и объёмов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утверждённой Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05 мая 2018 года № 164.

ПРПСГ была утверждена и основываясь на её выводах, недропользователю – ТОО «Казахтуркмунай» Министерством энергетики РК выдано разрешение на сжигание сырого газа в факелах за №KZ30VPC00027946 от 21.11.2025г.

Согласно утверждённой ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по месторождению «Сазтобе С.В.» в период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г. составляет: $V_v - 0,0154$ млн.м³, в том числе по категории $V_6 - 0,0154$ млн. м³, $V_7 - 0,0$ млн. м³, $V_8 - 0,0$ млн. м³, по категории $V_9 - 0,0$ млн. м³.

Основным путём утилизации сырого газа с месторождений «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» является сдача сырого газа через компрессорную станцию КС «Сазтобе» по газопроводу на установку подготовки газа, принадлежащую ТОО «Varro Operating». Место подключения к газопроводу оборудовано системой коммерческого учёта газа (СИРГ). ТОО «Казахтуркмунай» по договору передаёт сырой газ в пункт сбора газа ГСП «Толкын», где сырой газ доводится до требуемых характеристик товарного газа. После подготовленный газ передаётся в магистральный газопровод в АО «НК «QazaqGaz» для дальнейшей его реализации.

Также сырой газ используется для собственных нужд в качестве топлива для газового двигателя компрессорной станции, для выработки электроэнергии на газопоршневых генераторах и для подогрева транспортируемого сырого газа на печи ПГ- 30. Технические характеристики газопотребляющего оборудования:

- Двигатели AJAX DPS-2802LE - 3 ед. (2 в работе, 1 в резерве);

Газопоршневой, двухтактный, используются в качестве привода компрессорных установок на КС «Сазтобе». Имеют следующие характеристики:

- Номинальная мощность - 274 кВт;
- Топливный газ - сырой газ;
- Расход топливного газа - 100 м³/ч.
- Подогреватель газа ПГ-30 - 1 ед.;

Предназначен для непрямого нагрева газа. Имеет следующие характеристики:

- Тепловая мощность - 1,18 МВт;
- Номинальная производительность по подогреваемому газу - 25 000 нм³/ч;
- Температура нагреваемого газа на выходе - +70 +80 °С;
- Расход газа - 105 нм³/ч.
- ГПЭС Caterpillar CAT G3516B (ТОО «Энерготрэйд») - 2 ед. (1 в работе, 1 в резерве);

Используется для выработки электроэнергии. Имеет следующие характеристики:

- Электрическая мощность, полная - 1456 кВт*А;
- Частота – 50 Гц
- Расход топлива: при нагрузке 100% - 10,97 МДж/кВт-час
при нагрузке 75% - 11,10 МДж/кВт-час
при нагрузке 50% - 11,80 МДж/кВт-час

Для сброса и последующего сжигания сырого газа на УСН «Сазтобе» и КС «Сазтобе» установлены две факельные установки с автоматической системой розжига и контроля пламени. В штатном режиме работы эксплуатируется только одна факельная установка, расположенная на территории площадки КС «Сазтобе».

Принципиальная схема транспортировки попутного газа по месторождениям ЦДНГ №1 в Мангистауской области, ТОО «Казахтуркмунай» представлена на рисунке 6.4.1.

Балансы добычи и распределения сырого газа по месторождениям «Сазтобе Ю.В.» и «Сазтобе С.В.» для вариантов разработки представлена в таблицах 6.4.1 и 6.4.2.

Выводы и рекомендации:

1. Утилизация попутно нефтяного газа с месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Северо-Восточное ведется согласно утверждённой «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на 2026 год по группе месторождений «Сазтобе».

2. Существующая инфраструктура транспортировки попутного нефтяного газа (ПНГ) обладает достаточной пропускной способностью для транспортировки всего объёма газа, добываемого в рамках текущих проектных показателей.

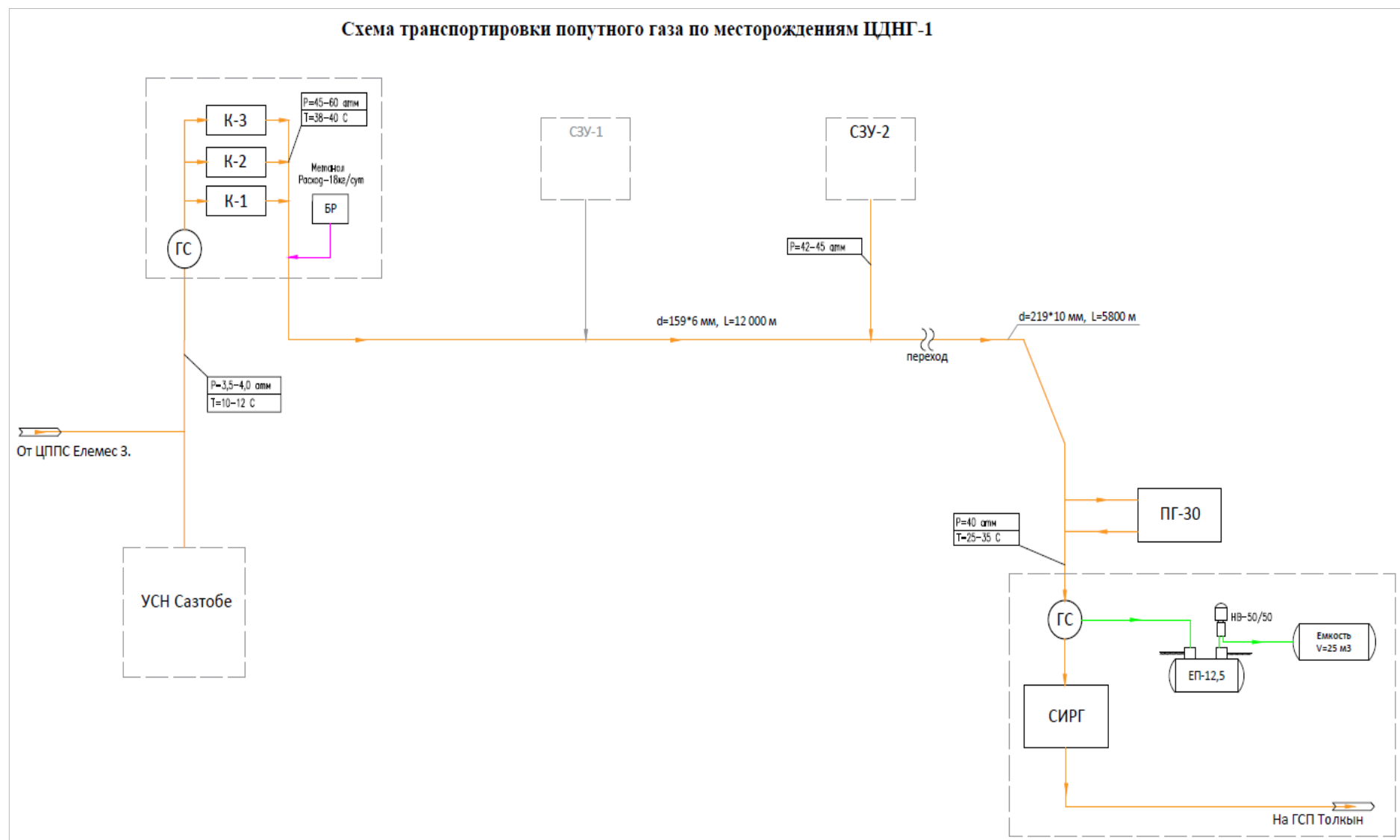


Рис. 6.4.1 – Принципиальная схема транспортировки попутного газа по месторождениям ЦДНГ №1

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа. Варианта 1 (рекомендуемый)

№	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа (не более), м³/час	Количество часов работы в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м³/год																			
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча газа, (V _I)						3,9973	5,6601	6,7014	8,9610	9,6030	11,3236	11,9985	11,7620	11,0299	10,6472	9,8543	8,9776	8,3153	7,5751	7,0023	6,4785	6,0089	5,5758	5,1762	4,8074
2	Тех потери						0,0162	0,0229	0,0271	0,0363	0,0389	0,0459	0,0486	0,0476	0,0447	0,0431	0,0399	0,0364	0,0337	0,0307	0,0284	0,0262	0,0243	0,0226	0,0210	0,0195
3	Объем газа на ГСП "Толкын"						3,6816	5,1571	6,0437	8,2385	8,8702	10,6257	11,3013	11,1171	10,4515	10,0628	9,2745	8,4060	7,7412	7,0006	6,4480	5,9263	5,4563	5,0231	4,5995	4,2302
4	Собственные нужды, в т.ч.:						0,2761	0,4801	0,5864	0,6862	0,6685	0,6265	0,6431	0,5973	0,5338	0,5413	0,5399	0,5353	0,5404	0,5438	0,5259	0,5260	0,5283	0,5302	0,5557	0,5578
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	3	2	100	24	365	0,1043	0,1814	0,2216	0,2593	0,2526	0,2367	0,2430	0,2257	0,2017	0,2045	0,2040	0,2022	0,2042	0,2055	0,1987	0,1987	0,1996	0,2003	0,2100	0,2107
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	1	95	24	182	0,0247	0,0430	0,0525	0,0614	0,0598	0,0561	0,0576	0,0535	0,0478	0,0484	0,0483	0,0479	0,0484	0,0487	0,0471	0,0471	0,0473	0,0474	0,0497	0,0499
4.3	ГПЭС САТ G3516B	2	1	282	24	365	0,1471	0,2557	0,3124	0,3656	0,3561	0,3337	0,3426	0,3182	0,2843	0,2884	0,2876	0,2852	0,2879	0,2897	0,2802	0,2802	0,2814	0,2824	0,2960	0,2971
5	Общий объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v):						0,0234	0,0000	0,0441	0,0000	0,0254	0,0255	0,0055	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5.1	Объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V ₆)						0,0234	0,0000	0,0441	0,0000	0,0254	0,0255	0,0055	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа. Вариант 2

№	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа (не более), м³/час	Количество часов работы в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем газа, млн. м³/год																			
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча газа, (V _I)						4,4889	5,4969	6,6661	9,5534	10,8656	13,1154	14,0123	14,1873	14,2756	14,2276	13,6738	12,4027	11,2649	10,1284	9,2133	8,4034	7,7022	7,0742	6,5100	6,0017
2	Тех потери						0,0182	0,0223	0,0270	0,0387	0,0440	0,0531	0,0567	0,0575	0,0578	0,0576	0,0554	0,0502	0,0456	0,0410	0,0373	0,0340	0,0312	0,0287	0,0264	0,0243
3	Объем газа на ГСП "Толкын"						4,1396	5,0070	6,0112	8,7902	10,0539	12,3263	13,2160	13,4114	13,5374	13,5171	13,0267	11,7768	10,6545	9,5319	8,6262	7,8320	7,1421	6,5296	5,9454	5,4440
4	Собственные нужды, в т.ч.:						0,3078	0,4676	0,5837	0,7245	0,7424	0,7104	0,7340	0,7018	0,6682	0,6385	0,5873	0,5757	0,5648	0,5555	0,5498	0,5374	0,5289	0,5159	0,5382	0,5334
4.1	Двигатели AJAX DPS-2802LE	3	2	100	24	365	0,1163	0,1767	0,2205	0,2737	0,2805	0,2684	0,2773	0,2651	0,2524	0,2412	0,2219	0,2175	0,2134	0,2099	0,2077	0,2030	0,1998	0,1949	0,2033	0,2015
4.2	Подогреватель газа ПГ-30	1	1	95	24	182	0,0275	0,0418	0,0522	0,0648	0,0664	0,0636	0,0657	0,0628	0,0598	0,0571	0,0526	0,0515	0,0505	0,0497	0,0492	0,0481	0,0473	0,0462	0,0482	0,0477
4.3	ГПЭС САТ G3516B	2	1	282	24	365	0,1640	0,2491	0,3109	0,3859	0,3955	0,3785	0,3910	0,3738	0,3559	0,3401	0,3128	0,3067	0,3009	0,2959	0,2929	0,2863	0,2817	0,2748	0,2867	0,2841
5	Общий объем технологически неизбежного сжигания газа (V _v):						0,0234	0,0000	0,0441	0,0000	0,0254	0,0255	0,0055	0,0166	0,0122	0,0144	0,0044	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5.1	Объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V ₆)						0,0234	0,0000	0,0441	0,0000	0,0254	0,0255	0,0055	0,0166	0,0122	0,0144	0,0044	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Система ППД на месторождении «Сазтобе Юго-Восточное» и «Сазтобе Северо-Восточное» до настоящего времени не осуществлялась. Разработка ведётся на естественном режиме за счёт энергии расширения пластовых флюидов без поддержания пластового давления.

Данным проектом на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Северо-Восточное в рассматриваемый период 2026–2045 гг., применение системы ППД не планируются, разработка месторождения будет осуществляться на естественном режиме.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носят рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение **10** вертикальных эксплуатационных скважин на месторождение Сазтобе Юго-Восточное №№**54, 55, 57, 58, 59** и Сазтобе Северо-Восточное №№**51, 52, 53, 61, 62**. Также на месторождениях предусмотрено бурение 3 резервных скважин, из которых скважины №**63** и №**64** предусмотрены на месторождении Сазтобе Юго-Восточное, скважина №**65** предусмотрена на месторождении Сазтобе Северо-Восточное. При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности. После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014г) с учетом опыта проводки скважин на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

Скважины, предназначенные для эксплуатации I-го объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное:

1. I объект – Т₃ (1+2);

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное» эксплуатационные и резервные скважины №№54, 55, 57, 58, 59, 63, 64 должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину 30м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину 100 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину 1500м, с целью перекрытия водоносных отложений альб сеномана, в которых возможны частичные поглощения бурового раствора, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, (±250м) спускается до проектной глубины 3550м и цементируется подъемом цемента до устья для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин СЮВ №№54, 55, 57, 58, 59, 63, 64

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	100	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3550*	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Скважины, предназначенные для эксплуатации I-го и II-го объектов месторождения Сазтобе Северо-Восточное:

1. I объект – Ю-ХII;
2. II объект – Ю-ХIII;

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Сазтобе Северо-Восточное» эксплуатационные и резервная скважины №№51, 52, 53, 61, 62, 65 должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину 30м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину 100 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину 1500м, с целью перекрытия водоносных отложений альб сеномана, в которых возможны частичные поглощения бурового раствора, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, (±250м) спускается до проектной глубины 3350м и цементируется подъемом цемента до устья для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин ССВ №№51, 52, 53, 61, 62, 65

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	100	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3350*	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Выбор буровой установки.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение стационарных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное

более полно отвечает буровая установка ZJ-40 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (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.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.3 Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№54, 55, 57, 58, 59, 63, 64 с проектной глубиной 3550м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	4,0
Бурение скважины	79,12
Крепление скважины	12,12
Освоение объектов в колонне	7,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	117,96

Таблица 7.1.4 Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№51, 52, 53, 61, 62, 65 с проектной глубиной 3350м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	4,0
Бурение скважины	68,1
Крепление скважины	10,0
Освоение объектов в колонне	7,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	104,1

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопрооявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в Таблице 7.1.5

Таблица 7.1.5 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3550м.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Корк а, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	30	1,08-1,10	35-40	10-12	1,5
Полимерный	35	100	1,12-1,13	40-45	7-8	1,0
Ингибирующий полимер калиевый	160	1500	1,14-1,29	45-50	4-6	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	1500	3550	1,27-1,48	45-55	3-5	0,5

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях.

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50 и типа ПЦТ-I-G-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности ($1,83-1,85 \text{ г/см}^3$) на основе цемента марки ПЦТ-I-G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости

типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часа, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

В случае необходимости отбора керн в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» через каждые 5 м нефтенасыщенных толщин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий

шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (1,2 м) и диаметра (10-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

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

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

В данной главе, согласно «Методическим рекомендациям...» представлена динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели согласно рекомендуемому 1 варианту.

Обоснование проекта плана добычи нефти, нефтяного газа, объемов буровых работ и сопутствующих показателей представлено в таблицах 8.1.1-8.1.2

Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению Сазтобе Юго-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	21,3	19,9	24,2	33,3	41,2	54,1	58,1	55,2	50,8	46,7	42,9	38,7	35,6	32,1	29,5	27,2	25,0	23,0	21,2	19,5
2	в том числе: из переходящих скважин	19,9	19,9	18,2	32,5	31,7	46,5	58,1	55,2	50,8	46,7	42,9	38,7	35,6	32,1	29,5	27,2	25,0	23,0	21,2	19,5
3	из новых скважин	1,3	0,0	5,9	0,8	9,5	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	17,0	19,9	24,2	33,3	41,2	54,1	58,1	55,2	50,8	46,7	42,9	38,7	35,6	32,1	29,5	27,2	25,0	23,0	21,2	19,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,9	0,0	46,5	4,9	46,5	46,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	137	0	128	164	205	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	3,5	-	3,5	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	24,5	24,5	28,0	28,0	31,5	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	24,5	24,5	28,0	28,0	31,5	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	346,8	693,5	0,0	346,8	346,8	346,8	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	28,5	3,4	0,0	16,1	1,7	16,1	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	23,4	19,9	19,9	18,2	32,5	31,7	46,5	58,1	55,2	50,8	46,7	42,9	38,7	35,6	32,1	29,5	27,2	25,0	23,0	21,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	51,8	23,3	19,9	34,4	34,2	47,8	62,6	58,1	55,2	50,8	46,7	42,9	38,7	35,6	32,1	29,5	27,2	25,0	23,0	21,2
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	19,9	19,9	18,2	32,5	31,7	46,5	58,1	55,2	50,8	46,7	42,9	38,7	35,6	32,1	29,5	27,2	25,0	23,0	21,2	19,5
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-31,9	-3,5	-1,6	-1,8	-2,6	-1,3	-4,4	-2,9	-4,4	-4,1	-3,7	-4,2	-3,1	-3,5	-2,6	-2,4	-2,2	-2,0	-1,8	-1,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-61,5	-14,8	-8,1	-5,3	-7,5	-2,8	-7,1	-5,1	-8,0	-8,0	-8,0	-9,9	-8,0	-10,0	-8,0	-8,0	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9
25	Мощность новых скважин, тыс.т	1,3	0,0	5,6	0,8	9,1	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	6	7	8	9	9	9	9	9	8	8	7	7	6	6	6	6	6	6
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	6	7	8	9	9	9	9	9	8	8	7	7	6	6	6	6	6	6
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4	5	6	7	8	9	9	9	9	9	8	8	7	7	6	6	6	6	6	6
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	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	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	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 8.1.1

41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,3	32,7	33,6	36,5	38,5	40,8	41,3	42,6	42,6	42,6	42,6	44,1	44,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	36,7	32,7	32,4	35,5	37,5	40,3	41,3	42,6	42,6	42,6	42,6	44,1	44,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	30,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	54,1	65,0	61,4	59,6	59,6	55,5	55,7	59,2	62,5	65,5	68,2	69,0	71,5	72,0	74,2	76,3	78,1	79,9	81,5	82,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	47,8	65,0	67,5	56,3	65,5	59,0	55,7	59,2	62,5	65,5	68,2	69,0	71,5	72,0	74,2	76,3	78,1	79,9	81,5	82,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	83,8	0,0	7,0	90,3	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	16,2	11,4	13,0	14,7	15,5	18,2	18,3	17,4	16,0	14,7	13,5	13,7	12,6	12,9	11,9	10,9	10,1	9,3	8,5	7,9
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	19,2	11,4	10,5	15,5	13,0	16,5	18,3	17,4	16,0	14,7	13,5	13,7	12,6	12,9	11,9	10,9	10,1	9,3	8,5	7,9
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	46,4	56,7	62,6	82,6	102,0	121,5	131,3	135,2	135,2	135,2	135,2	124,8	124,8	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4
51	в том числе: из переходящих скважин	38,2	56,7	56,2	74,4	91,8	113,3	131,3	135,2	135,2	135,2	135,2	124,8	124,8	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4
52	из новых скважин	8,2	0,0	6,4	8,2	10,3	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	37,1	56,7	62,6	82,6	102,0	121,5	131,3	135,2	135,2	135,2	135,2	124,8	124,8	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1302,6	1359,3	1421,8	1504,5	1606,5	1728,0	1859,3	1994,5	2129,7	2264,9	2400,0	2524,8	2649,6	2764,0	2878,4	2992,8	3107,2	3221,6	3336,0	3450,4
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	796,9	816,8	841,0	874,3	915,5	969,6	1027,7	1082,9	1133,7	1180,4	1223,3	1262,0	1297,6	1329,7	1359,2	1386,4	1411,4	1434,4	1455,6	1475,1
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,231	0,237	0,244	0,254	0,266	0,282	0,298	0,314	0,329	0,343	0,355	0,366	0,377	0,386	0,395	0,403	0,410	0,417	0,423	0,428
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	54,0	55,4	57,0	59,3	62,1	65,7	69,7	73,4	76,8	80,0	82,9	85,5	88,0	90,1	92,1	94,0	95,7	97,2	98,7	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	1,3	1,6	2,3	2,8	3,7	3,9	3,7	3,4	3,2	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	3,0	2,9	3,7	5,3	6,9	9,7	11,5	12,3	12,9	13,7	14,6	15,4	16,7	18,0	20,3	23,4	28,1	35,9	51,7	98,6
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	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	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	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	148,1	161,1	162,8	165,1	165,8	166,9	170,0	172,5	175,4	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	3,150	3,198	3,936	5,504	6,830	9,030	9,884	9,521	8,902	8,626	7,936	7,153	6,581	5,926	5,453	5,018	4,620	4,254	3,917	3,609
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	106,087	109,285	113,221	118,725	125,555	134,585	144,469	153,990	162,892	171,519	179,455	186,608	193,189	199,116	204,568	209,587	214,207	218,460	222,378	225,987

Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению Сазтобе Северо-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	3,0	9,9	11,9	18,4	17,6	16,9	17,7	18,4	17,6	16,7	16,0	15,2	14,5	13,8	13,0	12,3	11,7	11,2	10,7	10,2
2	в том числе: из переходящих скважин	0,6	9,9	9,5	18,4	17,6	16,9	16,2	18,4	17,6	16,7	16,0	15,2	14,5	13,8	13,0	12,3	11,7	11,2	10,7	10,2
3	из новых скважин	2,4	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	3,0	9,9	11,9	18,4	17,6	16,9	17,7	18,4	17,6	16,7	16,0	15,2	14,5	13,8	13,0	12,3	11,7	11,2	10,7	10,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	из разведочного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	из консервации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	26,7	0,0	26,5	0,0	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	91	0	91	0	0	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	3,4	-	3,4	-	-	-	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
14	в том числе: эксплуатационные скважины	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
15	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	9,2	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,7	0,6	9,9	9,5	18,4	17,6	16,9	16,2	18,4	17,6	16,7	16,0	15,2	14,5	13,8	13,0	12,3	11,7	11,2	10,7
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,7	9,8	9,9	18,7	18,4	17,6	16,9	19,4	18,4	17,6	16,7	16,0	15,2	14,5	13,8	13,0	12,3	11,7	11,2	10,7
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,6	9,9	9,5	18,4	17,6	16,9	16,2	18,4	17,6	16,7	16,0	15,2	14,5	13,8	13,0	12,3	11,7	11,2	10,7	10,2
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	0,1	-0,4	-0,3	-0,8	-0,7	-0,7	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,2	0,6	-4,2	-1,7	-4,1	-4,1	-4,1	-4,8	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,6	-5,8	-5,6	-4,6	-4,6	-4,6	-4,5
24	Мощность новых скважин, тыс.т	2,3	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	0	2	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе нагнетательных в отработке	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	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	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	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	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,5	16,9	0,0	730,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,0	16,9	16,7	23,3	23,1	22,9	22,7	25,9	26,0	26,0	26,1	26,2	26,2	26,3	25,6	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	28,4	0,0	37,0	0,0	0,0	0,0	35,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	36,7	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9

Продолжение таблицы 8.1.2

44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	72,9	19,9	22,0	27,9	30,4	32,8	35,1	50,6	53,1	55,4	57,6	59,7	61,7	63,6	64,7	65,9	67,6	69,2	70,7	72,2
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	6,2	0,0	28,5	0,0	0,0	0,0	74,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,6	13,6	13,0	16,8	16,1	15,4	14,8	12,8	12,2	11,6	11,1	10,5	10,1	9,6	9,0	8,5	8,1	7,8	7,4	7,1
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	4,8	12,4	15,5	25,5	25,3	25,1	30,8	37,3	37,4	37,5	37,6	37,7	37,8	37,9	36,9	36,0	36,2	36,3	36,5	36,7
50	в том числе: из переходящих скважин	2,2	12,4	12,2	25,5	25,3	25,1	24,9	37,3	37,4	37,5	37,6	37,7	37,8	37,9	36,9	36,0	36,2	36,3	36,5	36,7
51	из новых скважин	2,6	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	4,8	12,4	15,5	25,5	25,3	25,1	30,8	37,3	37,4	37,5	37,6	37,7	37,8	37,9	36,9	36,0	36,2	36,3	36,5	36,7
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	110,1	122,5	138,0	163,5	188,7	213,8	244,6	281,9	319,4	356,9	394,5	432,2	470,0	507,9	544,8	580,8	617,0	653,3	689,8	726,4
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	55,4	65,3	77,2	95,5	113,1	130,0	147,7	166,1	183,7	200,4	216,4	231,6	246,1	259,9	272,9	285,2	296,9	308,1	318,8	329,0
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,044	0,052	0,061	0,076	0,089	0,103	0,117	0,131	0,145	0,159	0,171	0,183	0,195	0,206	0,216	0,226	0,235	0,244	0,252	0,260
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	33,5	37,3	42,0	49,7	57,4	65,1	74,4	85,8	97,2	108,6	120,0	131,5	143,0	154,5	165,7	176,7	187,7	198,8	209,9	221,0
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,9	3,0	3,6	5,6	5,4	5,1	5,4	5,6	5,3	5,1	4,9	4,6	4,4	4,2	4,0	3,7	3,6	3,4	3,3	3,1
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	3,6	4,5	7,3	7,5	7,8	8,9	10,2	10,8	11,5	12,4	13,5	14,9	16,7	18,9	22,0	27,0	35,2	51,9	103,2
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	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Газовый фактор, м³/т	280,0	248,8	232,4	188,4	157,6	136,0	119,6	121,5	121,1	120,7	120,3	120,0	119,6	119,3	119,0	118,7	118,4	118,1	117,8	117,5
62	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,848	2,462	2,765	3,457	2,773	2,294	2,114	2,241	2,128	2,021	1,919	1,824	1,734	1,649	1,549	1,460	1,389	1,322	1,259	1,199
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	40,900	43,362	46,127	49,585	52,357	54,651	56,765	59,006	61,134	63,155	65,073	66,898	68,632	70,280	71,830	73,290	74,679	76,001	77,260	78,459

Таблица 8.1.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ I объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	3,0	9,9	11,9	18,4	17,6	16,9	16,2	15,5	14,9	14,2	13,7	13,1	12,6	12,0	11,4	10,8	10,3	9,9	9,5	9,1
2	в том числе: из переходящих скважин	0,6	9,9	9,5	18,4	17,6	16,9	16,2	15,5	14,9	14,2	13,7	13,1	12,6	12,0	11,4	10,8	10,3	9,9	9,5	9,1
3	из новых скважин	2,4	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	3,0	9,9	11,9	18,4	17,6	16,9	16,2	15,5	14,9	14,2	13,7	13,1	12,6	12,0	11,4	10,8	10,3	9,9	9,5	9,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	26,7	0,0	26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	91	0	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	3,4	-	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	6,7	6,7	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	6,7	6,7	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	9,2	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,7	0,6	9,9	9,5	18,4	17,6	16,9	16,2	15,5	14,9	14,2	13,7	13,1	12,6	12,0	11,4	10,8	10,3	9,9	9,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,7	9,8	9,9	18,7	18,4	17,6	16,9	16,2	15,5	14,9	14,2	13,7	13,1	12,6	12,0	11,4	10,8	10,3	9,9	9,5
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,6	9,9	9,5	18,4	17,6	16,9	16,2	15,5	14,9	14,2	13,7	13,1	12,6	12,0	11,4	10,8	10,3	9,9	9,5	9,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,1	0,1	-0,4	-0,3	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,7	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-16,2	0,6	-4,2	-1,7	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-5,5	-5,2	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1
25	Мощность новых скважин, тыс.т	2,3	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	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	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	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,5	16,9	18,9	23,3	23,1	22,9	22,7	22,6	22,4	22,2	22,1	21,9	21,8	21,6	20,4	19,4	19,2	19,1	18,9	18,8
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,0	16,9	16,7	23,3	23,1	22,9	22,7	22,6	22,4	22,2	22,1	21,9	21,8	21,6	20,4	19,4	19,2	19,1	18,9	18,8
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	28,4	0,0	37,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	36,7	19,9	23,4	27,9	30,4	32,8	35,1	37,3	39,4	41,5	43,5	45,5	47,4	49,2	49,1	49,1	50,9	52,6	54,2	55,8
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	72,9	19,9	22,0	27,9	30,4	32,8	35,1	37,3	39,4	41,5	43,5	45,5	47,4	49,2	49,1	49,1	50,9	52,6	54,2	55,8
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	6,2	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,6	13,6	14,5	16,8	16,1	15,4	14,8	14,2	13,6	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,4	9,8	9,4	9,0	8,7	8,3
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,6	13,6	13,0	16,8	16,1	15,4	14,8	14,2	13,6	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,4	9,8	9,4	9,0	8,7	8,3
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	4,8	12,4	15,5	25,5	25,3	25,1	24,9	24,7	24,5	24,4	24,2	24,0	23,9	23,7	22,3	21,2	21,0	20,9	20,7	20,6
51	в том числе: из переходящих скважин	2,2	12,4	12,2	25,5	25,3	25,1	24,9	24,7	24,5	24,4	24,2	24,0	23,9	23,7	22,3	21,2	21,0	20,9	20,7	20,6
52	из новых скважин	2,6	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	4,8	12,4	15,5	25,5	25,3	25,1	24,9	24,7	24,5	24,4	24,2	24,0	23,9	23,7	22,3	21,2	21,0	20,9	20,7	20,6
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	76,7	89,0	104,6	130,0	155,3	180,4	205,3	230,0	254,5	278,9	303,1	327,1	351,0	374,7	397,0	418,2	439,2	460,1	480,9	501,5
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	44,7	54,6	66,5	84,8	102,4	119,3	135,5	151,0	165,8	180,1	193,7	206,8	219,4	231,4	242,8	253,6	263,9	273,8	283,3	292,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,040	0,049	0,059	0,076	0,091	0,106	0,121	0,134	0,148	0,160	0,172	0,184	0,195	0,206	0,216	0,226	0,235	0,244	0,252	0,260
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	15,3	18,7	22,8	29,0	35,1	40,8	46,4	51,7	56,8	61,6	66,3	70,8	75,1	79,2	83,1	86,8	90,3	93,7	97,0	100,1
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	3,4	4,1	6,3	6,0	5,8	5,5	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,4	3,3	3,1
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	4,0	5,0	8,1	8,5	8,9	9,4	9,9	10,5	11,3	12,2	13,3	14,7	16,5	18,7	21,9	26,8	35,1	51,9	103,6
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	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	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	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	280,0	248,8	232,4	188,4	157,6	136,0	113,5	109,5	109,5	109,5	109,4	109,5	109,5	109,5	109,4	109,4	109,4	109,4	109,4	109,4
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,848	2,462	2,765	3,457	2,773	2,294	1,835	1,698	1,628	1,560	1,495	1,434	1,375	1,318	1,245	1,180	1,131	1,085	1,040	0,997
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	40,684	43,145	45,911	49,368	52,141	54,435	56,269	57,967	59,595	61,155	62,650	64,084	65,459	66,777	68,022	69,201	70,332	71,417	72,457	73,454

Таблица 8.1.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ II объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. 1 вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	1	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	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
15	в том числе: эксплуатационные скважины	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	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	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	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,7	36,4	37,2	37,9	38,7	39,5	40,3	41,1	41,9	42,7	43,6	44,5	45,4	46,3
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,4	37,2	37,9	38,7	39,5	40,3	41,1	41,9	42,7	43,6	44,5	45,4	46,3
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1.4

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,2	76,7	79,0	81,0	82,9	84,6	86,1	87,4	88,7	89,8	90,8	91,7	92,5	93,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,7	79,0	81,0	82,9	84,6	86,1	87,4	88,7	89,8	90,8	91,7	92,5	93,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	8,5	7,8	7,2	6,6	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,0	3,7	3,4	3,1
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	7,8	7,2	6,6	6,1	5,6	5,2	4,8	4,4	4,0	3,7	3,4	3,1
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	12,6	12,9	13,1	13,4	13,7	14,0	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,1
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,6	12,9	13,1	13,4	13,7	14,0	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,1
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	12,6	12,9	13,1	13,4	13,7	14,0	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,1
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	39,3	51,9	64,8	78,0	91,4	105,1	119,0	133,3	147,8	162,6	177,7	193,2	208,9	225,0
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	12,2	15,1	17,8	20,3	22,6	24,7	26,7	28,5	30,1	31,6	33,0	34,3	35,5	36,6
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,087	0,108	0,127	0,145	0,161	0,176	0,190	0,202	0,214	0,225	0,235	0,244	0,252	0,260
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	33,3	41,4	48,8	55,6	61,8	67,6	72,9	77,8	82,3	86,5	90,3	93,8	97,0	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	8,0	7,4	6,8	6,3	5,8	5,3	4,9	4,5	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	12,0	12,6	13,3	14,1	15,1	16,4	18,1	20,3	23,4	28,2	36,1	52,1	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	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	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	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,279	0,543	0,500	0,460	0,424	0,390	0,359	0,331	0,305	0,280	0,258	0,238	0,219	0,201
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,496	1,039	1,539	2,000	2,423	2,814	3,173	3,504	3,808	4,089	4,347	4,585	4,803	5,005

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождениях Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти, нефтяного газа, конденсата;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно для

низкодебитных скважин (до 5 т/сут), среднедебитных (от 5 до 25 т/сут), и высокодебитных (более 25 т/сут).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин (<2%), низко и среднеобводненных скважин (2-90%) и высокообводненных скважин (> 90%) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней. Рекомендуется проводить замеры пластового давления не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в полугодие, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации. Рекомендуется проводить исследования МУО на

режимах, включающих не менее 3 режимов ниже давления насыщения и не менее 3 режимов выше давления насыщения, при этом, не снижая забойное давления до уровня ниже 80% от давления насыщения во избежание конусообразования воды и преждевременного существенного разгазирования нефти.

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 расходомерия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГГП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия

применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;

- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Метод механической 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.

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.

Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида

на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти». Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $R_{заб} > R_{нас}$ 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 ППД, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Таблица 9.1.3 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: 1 раз в месяц
2	Определение обводненности продукции	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования: 1 раз в месяц
3	Определение пластового давления и температуры	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По действующему фонду – 1 раз в год
4	Определение забойного давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По действующему фонду – 1 раз в квартал
5	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По действующему фонду – по мере необходимости
6	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; По действующему фонду – по мере необходимости
7	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
8	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По действующему фонду – по мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)
9	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах По действующему фонду – по мере необходимости

Межколонное давление (далее – МКД) – избыточное давление, создаваемое межколонным флюидом внутри межколонного пространства (далее – МКП) на устье скважины. Возникновение межколонных давлений является одним из проблемных вопросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Негерметичность крепи может быть вызвана следующими дефектами:

негерметичность резьбовых соединений обсадных колонн;

- несовершенство цементного кольца заколонном пространстве, микро-каналы в цементном камне;
- не до подъема цемента до устья в межколонном пространстве при строительстве скважин;
- негерметичность уплотнительных элементов оборудования;
- смятие колонн под давлением текучих пород (соли, пластичные глины).
- одновременное воздействие гидродинамических и физических факторов.

Компонентный состав межколонного флюида может быть представлен углеводородным или техногенным газом, углеводородной жидкостью или нефтью, пластовой или техногенной водой. Для газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа в качестве межколонного флюида наиболее характерен углеводородный газ.

Устранить межколонные газопроявления по цементному камню полностью не удастся, эксплуатация скважин с МКД в рамках предельно допустимого межколонного давления (далее – ПДД) на устье рассматривается как временный фактор перед проведением комплексных работ по ликвидации МКД в соответствии с Руководящими документами.

После внесения изменений в ПОПБ НГО от 22.11.2019 г. были включены п.469-1: «В процессе всего жизненного цикла скважины должен осуществляться контроль межколонного давления. Решение об эксплуатации скважины с межколонным давлением принимается руководителем организации на основании результатов исследований и оценки рисков, связанных с эксплуатацией скважины».

В связи с этим в целях сохранения эксплуатационного фонда скважин актуальным является вопрос поиска и внедрения оптимальных способов управления и ликвидации МКД. В настоящее время существует 2 основных способа ликвидации МКД:

1. Классический способ.

С помощью геофизических исследований скважин (далее – ГИС) определяется источник возникновения избыточного давления, после на этой глубине производится перфорация для создания специальных отверстий с целью закачки тампонирующего

изоляционного состава (микроцементы, полимерные материалы, отверждающиеся составы, смолы и т.д.).

2. Гравитационный способ.

После определения источника возникновения МКД в межколонное пространство с устья скважины продавливается жидкость высокой плотности, без твердой фазы в целях создания достаточного гидростатического давления для сдерживания флюида, поступающего из пласта. При этом необходимо знать, значения давления гидроразрыва (или открытия трещин) породы в целях предупреждения и предотвращения поглощений, и максимальные допустимые давления обсадных колонн.

Данные рекомендации разработаны с учетом результатов научно-исследовательских работ и опыта, накопленного специалистами компании ТОО "КМГ Инжиниринг", и направлены на обеспечение промышленной и экологически безопасной эксплуатации месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное.

Схема реализации методических рекомендаций представлена на рисунке 9.1.1.

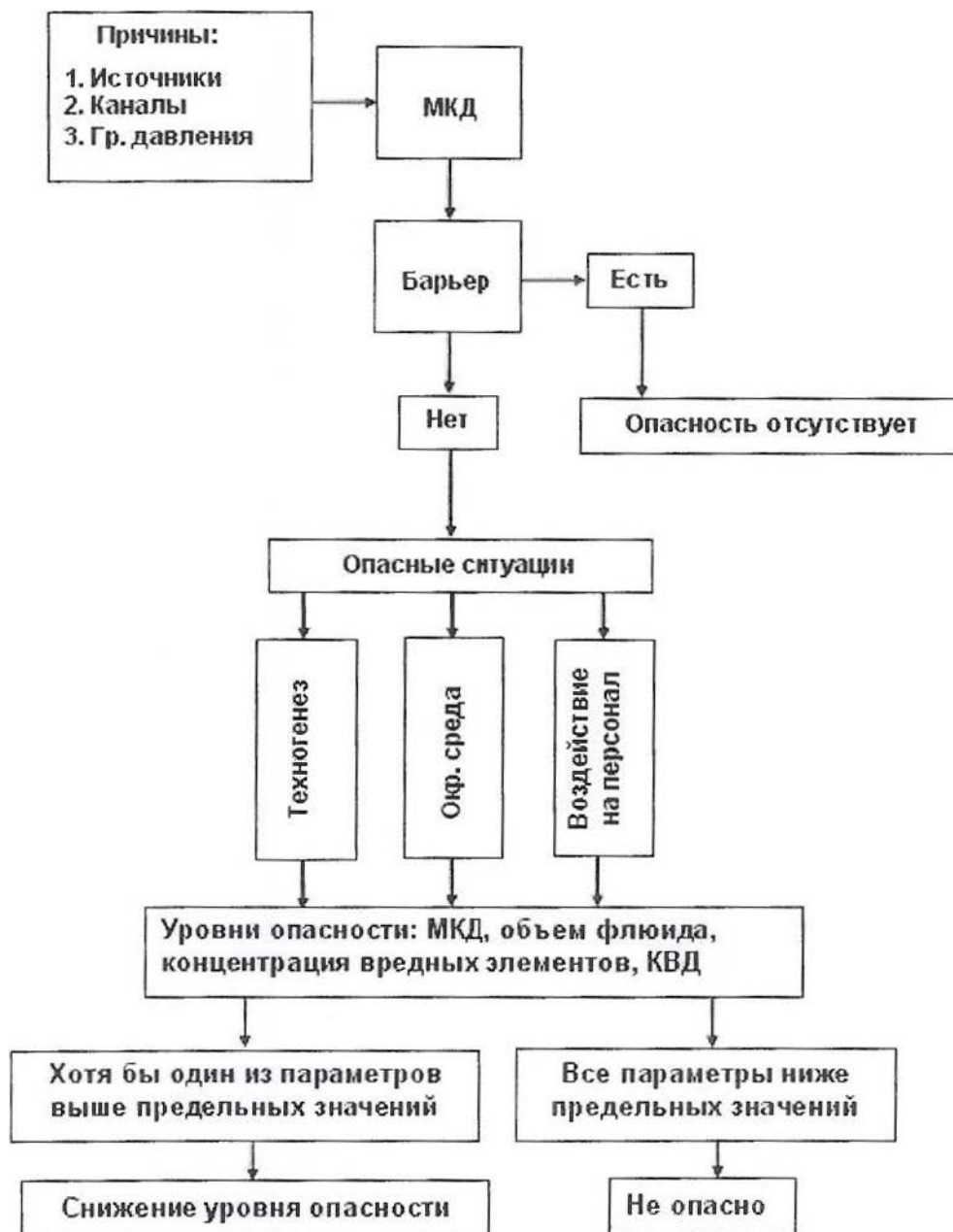


Рисунок 9.1.1 – Схема реализации методики анализа рисков от скважин с МКД

Необходимым и достаточным условием возникновения межколонных давлений являются:

- наличие источника давления, независимо от того, где он расположен (флюидосодержащие породы, зацементированные зоны в цементном кольце, соседние кольцевые пространства);
- наличие канала, соединяющего источник (источники) с устьем МКП, независимо от того, где они расположены (в цементном кольце, в устьевых уплотнениях, в резьбовых соединениях, и т.д.);
- наличие градиента давления между источником и устьем.

Примечание:

На образование источника МКД могут также оказывать влияние и природные факторы, вызывающие физико-химические процессы во флюид проводящих каналах, в том числе и изменение температуры по стволу скважины во время изменения режимов ее работы.

При отсутствии хотя бы одного из перечисленных условий, МКД в скважинах не образуется.

Наличие герметичных барьеров в скважине с МКД предотвращает выход флюида из МКП за её пределы. В этом случае опасная ситуация отсутствует.

Опасные ситуации возникают тогда, когда МКД превышают предельно допустимые значения, так как повышается риск потери герметичности скважинных барьеров.

Разрушение скважинных барьеров приводит к созданию опасной ситуации, связанной с неконтролируемым выходом флюида за пределы скважины и негативным воздействием на окружающую среду, персонал и образованием техногенных залежей.

Ущерб от выхода флюида за пределы скважины будет пренебрежимо малым, если уровни опасности (объемы жидкости и газа, концентрация H_2S) будут ниже предельно допустимых значений, что соответствует допустимому риску.

Если хотя бы один из параметров превысит предельно допустимое значение, то проводятся мероприятия по его снижению до безопасной величины.

Снижение уровня опасности проводится по индивидуальной программе, составленной отдельно для каждой скважины, с учетом ее текущего состояния, ранее проведенных исследований и работ по снижению/ликвидации МКД.

Принимая во внимание серьезность природы возникновения устойчивых межколонных давлений, выполняются мероприятия по их выявлению, оценки риска, его снижения и ликвидации. Выполнение мониторинга, замеров давления в межколонном пространстве является важной частью процесса определения типа давления и диагностики его источника. Мониторинг производится различными методами, включая использование электронных систем, установку датчиков давления на каждой колонной головке межколонного пространства для непрерывного мониторинга, либо оснащением каждого межколонного пространства манометрами по мере необходимости.

На вновь запущенных в эксплуатацию скважинах проводится наблюдение за температурным расширением флюидов. До запуска скважины подготавливается план работ по стравливанию давления для контроля температурного расширения флюидов. Мониторинг скважин, зарегистрированных как имеющие устойчивое межколонное давление, проводится не реже одного раза в месяц. Скважины, которые эксплуатируются с

наличием межколонного давления от температурного расширения наблюдаются согласно графику организации-оператора.

После завершения диагностики, в случае появления перетоков межколонных давлений, скважина оформляется на капитальный ремонт согласно диагностической блок-схеме на рисунке 9.1.2.

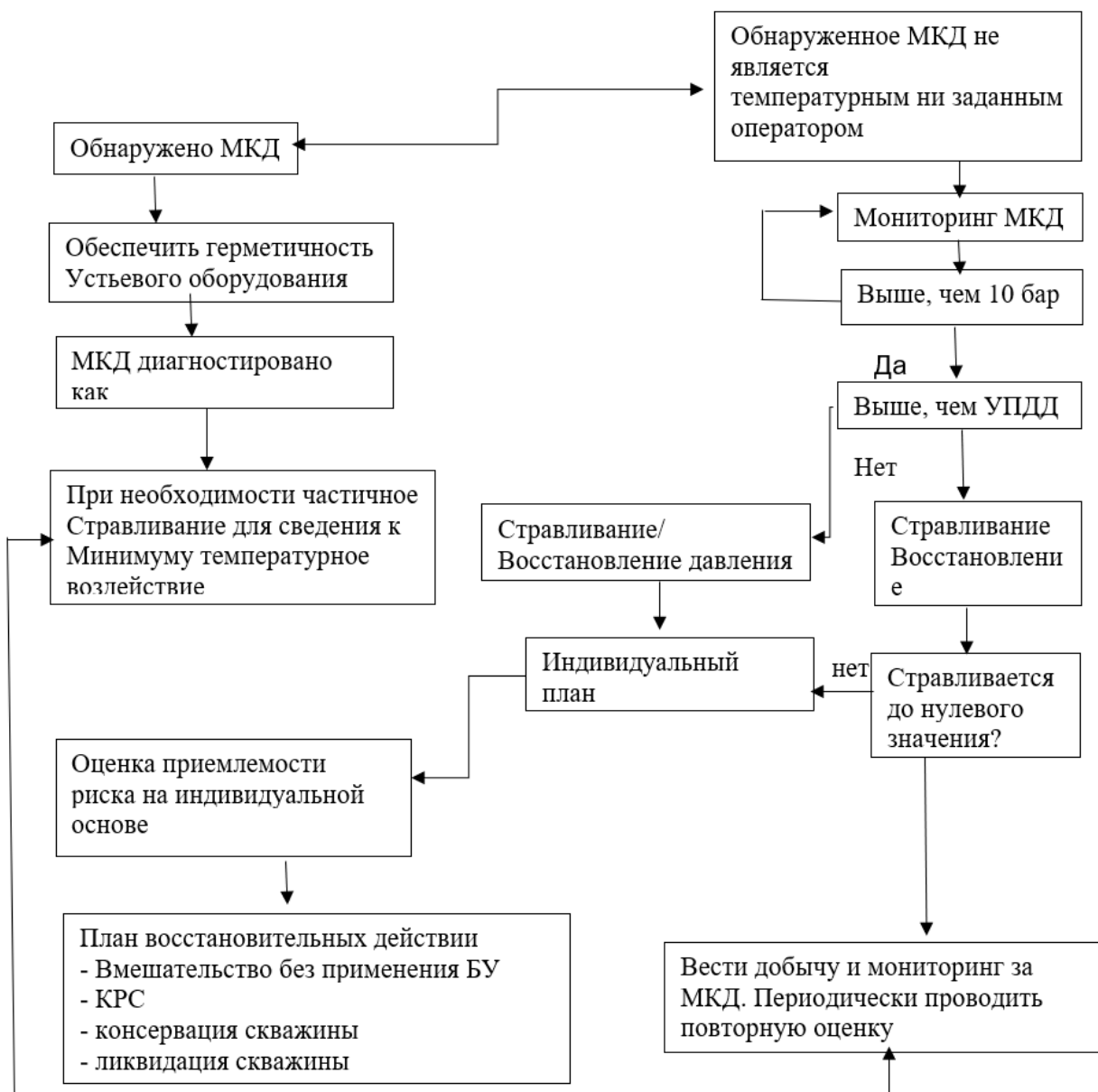


Рисунок 9.1.2 – Диаграмма процесса управления межколонными давлениями

Управление межколонными давлениями

1. Присутствие межколонного давления не указывает на неприемлемо высокий риск безопасной эксплуатации скважин. Обсадные колонны рассчитаны выдерживать определенные давления и поэтому установленные значения устьевого предельно допустимое давление (УПДД) помогают свести к минимуму риск, связанный с межколонными давлениями, обеспечивая безопасные показатели эксплуатации скважин. организация-оператор принимает меры по управлению потенциальными рисками и

разрабатывает Индивидуальный План Действий по скважине (далее - ИПДС), проиллюстрированных в блок-схеме на Рис. 9.1.2

2. Приемлемые критерии в настоящих методических рекомендациях определяются тремя основными параметрами:

- скважины с межколонным давлением до 10 бар представляют незначительный риск и подлежат мониторингу;
- скважины с межколонным давлением выше 10 бар подлежат дальнейшему изучению для определения того, что барьеры безопасности скважинного контроля эффективны;
- установленное значение УПДД для межколонных пространств представляет приемлемый технический риск.

3. При необходимости в отдельных случаях выполняется оценка риска для того, чтобы определить приемлемость риска по каждой индивидуальной скважине.

Для исследования причин и параметров межколонного давления применяются диагностические методы:

- а) Текущий мониторинг скважин;
- б) Контроль и исследование затрубного давления;
- в) Опрессовка уплотнений устьевого оборудования;
- г) Стравливание межколонного давления, анализ кривых падения и восстановления давления;
- д) Отбор и анализ флюида;
- е) Геофизические исследования.

Индивидуальный план / программа действий по скважине

После проведения серии работ по диагностике и выявлению возможного источника МКД организацией-оператором разрабатывается и утверждается ИПДС.

ИПДС может включать следующие элементы:

- дальнейшая диагностика;
- периодический мониторинг на приемлемость критериев; план стравливания давления;
- планы мероприятия по снижению рисков при работе скважины, в том числе;
- планы по снижению и ликвидации МКД;
- ремонтные работы на скважине.

Оценка приемлемости риска

Для снижения рисков, связанных с МКД, проводится оценка риска на приемлемость значений. Скважины, не отвечающие приемлемым значениям МКД, оцениваются на

индивидуальной основе. В таких случаях, подробная оценка устойчивое межколонное давление(УМКД) проводится на предмет:

- потенциальных нежелательных происшествий, таких как потеря контроля за скважиной;
- вероятности происхождения таких происшествий;
- серьезности потенциальных последствий.

Методы оценки риска могут включать качественные и количественные методы, такие как:

- анализ возможных вариантов;
- анализ эксплуатационных характеристик и опасных факторов;
- анализ видов и последствий отказов;
- анализ диагностического дерева отказов.

При проведении анализа возможных вариантов рассматривается сценарий потери контроля за скважиной вследствие МКД или различных событий, связанных с извлечением подземного оборудования, инцидентов, которые создают ситуации повышенного риска. Возможные последствия таких событий рассматриваются с учетом риска для персонала, воздействия на окружающую среду и повреждения оборудования.

Разделение фонда скважин на группы опасности

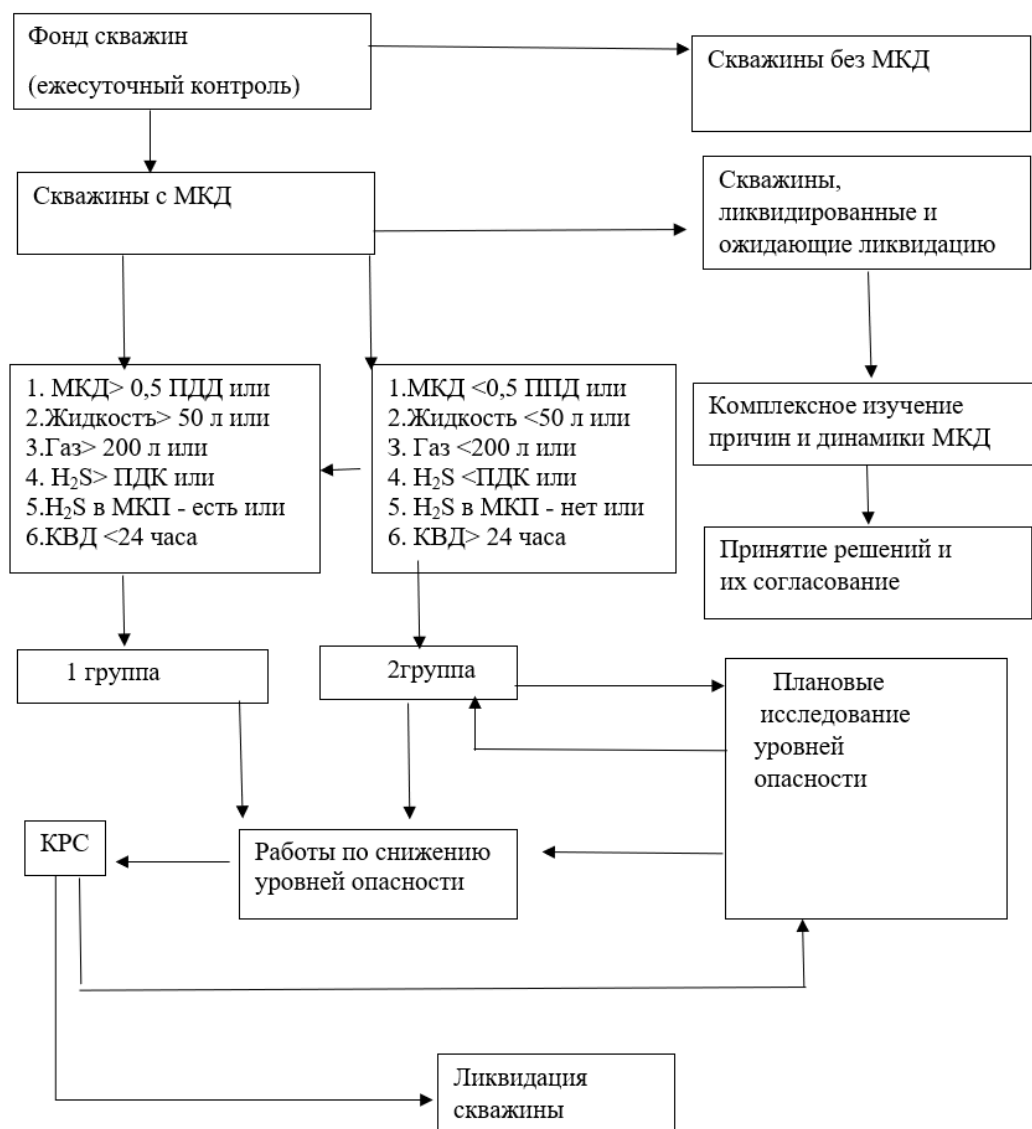


Рисунок 9.1.3 – Процедура разделения скважин по группам опасности и перевода из одной группы в другую

Процедура перевода скважин с МКД из одной группы в другую

Для перевода скважин первой группы (повышенного риска) во вторую группу, на скважинах первой группы проводят мероприятия по снижению уровня опасности до допустимого.

1. Мероприятия в скважинах, отнесенных к I группе (с повышенным риском):

- Если какой-либо хотя бы один из диагностических параметров превышает уровень опасности, то в такой скважине проводят мероприятия по его снижению до безопасной величины и при получении положительных результатов скважину переводят из первой группы во вторую.

- В случае невозможности снижения диагностических параметров до безопасной величины скважина передается в КРС.

- При получении положительных результатов после КРС, скважину переводят во вторую безопасную группу и проводят дополнительные исследования с составлением Акта.

- Если при проведении КРС снизить опасный параметр не удастся, то рассматривают вопрос о ликвидации скважины.

2. Мероприятия в скважинах, отнесенных к 2 группе (с допустимым риском):

- К данной группе отнесены все скважины, в которых все диагностические параметры ниже допустимых уровней.

- По КВД устанавливают время проведения следующих диагностических измерений.

- После истечения установленного срока в скважине проводят повторные исследования всех опасных параметров.

- Если все параметры сохранили допустимые значения, скважина остается во второй группе. Составляют Акт выполненных работ и определяют новые сроки выполнения диагностических исследований.

В случае обнаружения роста какого-либо параметра выше допустимого уровня, в скважине проводятся мероприятия по его снижению.

- Если удалось снизить уровень опасности, то скважина переходит в II группу, составляется Акт с новыми сроками проведения плановых исследований.

- Если мероприятия по снижению опасного уровня не дали положительных результатов, то скважина передается в КРС.

- При получении положительного результата в скважине проводят диагностические исследования, составляют Акт и переводят ее во 2-ю группу. Если при проведении КРС опасный параметр снизить не удалось, то рассматривают вопрос о ликвидации скважины.

Вывод: Мероприятия, проводимые в скважинах по снижению уровней риска, позволяют предотвратить в будущем образование опасных ситуаций в случае разгерметизации устьевых уплотнений и неконтролируемого выхода флюида за пределы скважины.

Мероприятия по предупреждению возникновения межколонных давлений и снижению уровней опасностей

1. Стравливание межколонного давления.

Применяют стравливание давления из МКП скважин как отдельный вид мероприятий по управлению скважинами с межколонным давлением. Этот способ применяется для разгрузки водоносных пропластков, разгрузки межколонного пространства (МКП) от флюидов, оставшихся в процессе цементирования, а также с целью предотвращения развития МКД до опасных значений для эксплуатационной колонны и уплотнений устьевого оборудования, например, при пуске скважины в эксплуатацию.

В некоторых случаях, стравливание жидкой фазы межколонного флюида может снизить величину противодействия на пласт и привести к росту МКД с последующим поступлением свежих порций агрессивного флюида, вызывающего дополнительную коррозию колонны и разрушение цементного камня. Поэтому к стравливанию давления в МКП следует прибегать в следующих случаях:

1) Во время проведения исследований по определению диагностических параметров межколонного пространства;

2) При проведении работ по ликвидации МКД методом стравливания;

3) Когда давление в МКП превысило предельно допустимое значение.

2. Ликвидация МКД методом устьевых закачек.

Устьевые закачки проводятся для создания в поровом пространстве МКП гидростатического противодействия на источник притока путем гравитационного замещения газообразного флюида закачиваемой жидкостью.

Технология осуществляется путем нагнетания через устьевые отводы колонной головки жидких коррозионно-пассивных или щелочесодержащих составов с высокой смачивающей и проникающей способностью. Постепенно заполняя поровую структуру цементного камня, вертикальные каналы и микрозазоры в МКП, закачиваемая жидкость нейтрализует кислые газообразные продукты и оттесняет газы в нижерасположенные зоны, одновременно снижая МКД за счет увеличения противодействия на источник давления.

При этом применяются рассолы высокой плотности (NaCl , CaCl_2 , KCOOH). Перед применением, составы на основе указанных рассолов обрабатываются ингибитором коррозии, биоцидом и нейтрализатором H_2S . На скважинах с высокой приемистостью в МКП задавливают различные вязкоупругие составы или специальные герметики.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Природно-климатическая характеристика района

Климат района резко континентальный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль): плюс 36,9°C. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль): минус 7,1°C.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района в Бейнеуском районе Мангистауской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Бейнеу за 2025 год.

Таблица 10.1.4 – Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца	-7,1°C
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца	+36,9°C
Годовое количество осадков	203,0 мм
Среднее число дней с пыльными бурями:	8
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	9 м/с

Таблица 10.1.5 – Повторяемость направлений ветра и штилей и роза ветров

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
6	9	20	20	5	9	12	11	8

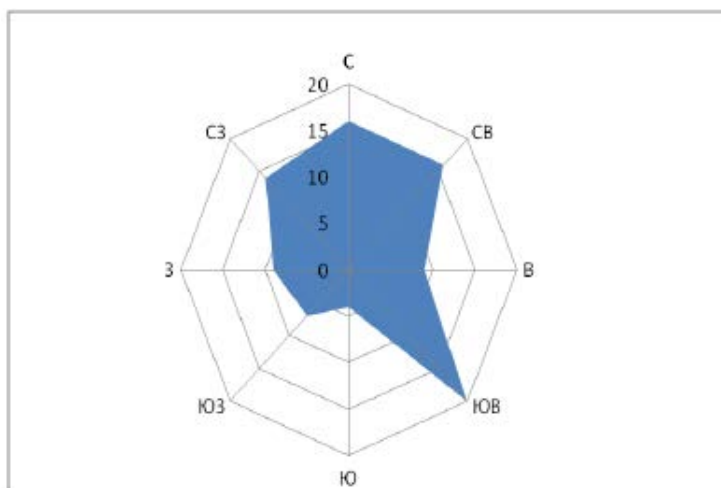


Рис. 10.1.1 – Роза ветров

Современное состояние окружающей среды

Согласно статье 128 Экологического Кодекса РК №212 от 09.01.2007г для наблюдения и изучения состояния природных компонентов месторождения ежегодно составляется и утверждается программа Производственного экологического контроля. В рамках программы Производственного экологического контроля специалистами ТОО «Компания Эколайн» выполняется экологический мониторинг, результаты анализов которого приводятся в отчетах по производственному экологическому мониторингу на месторождении Сазтобе Восточное.

Анализ современного состояния атмосферного воздуха

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух на месторождении Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха представлены в таблице 10.1.3.

Таблица 10.1.6 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2026г

№ точки мониторинга	Число замеров	Фактические значения ингредиентов мг/м ³							
		Диокси д азота	сероводород	Оксид углерода	Сера диокси д	Углерод сажа	Смесь угл. пред. С1-С5	Смесь угл. пред. С6-С10	Алканы С12-С19
	ПДК м.р	0,2	0,008	5	0,5	0,15	50,0	30	1
I квартал 2026 год									
Месторождение Сазтобе ЮВ и СВ									
Север	1.	0,053	0,0004	0,82	0,061	0,05	0,14	0,82	0,19
Юг	2.	0,055	0,0004	0,85	0,058	0,05	0,15	0,85	0,18

Запад	3.	0,054	0,0004	0,81	0,063	0,04	0,16	0,8 8	0,19
Восток	4.	0,052	0,0004	0,85	0,059	0,04	0,15	0,8 5	0,17
II квартал 2026 год									
<i>Месторождение Сазтобе ЮВ и СВ</i>									
Север	1.	0,052	0,0004	0,82	0,057	0,033	0,12	0,82	0,16
Юг	2.	0,05	0,0004	0,84	0,055	0,034	0,11	0,82	0,15
Запад	3.	0,051	0,0004	0,82	0,057	0,033	0,12	0,81	0,15
Восток	4.	0,052	0,0004	0,83	0,056	0,035	0,13	0,83	0,16

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное показал, что за первое полугодие 2026г максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым компонентам в точках отбора проб находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Обоснование размеров санитарно-защитной зоны

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденным приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года №237 размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное составляет не менее 1000 м.

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 10.1.4.

Таблица 10.1.7 – Размер СЗЗ

Источник	Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Месторождение	P , %	6	9	20	20	5	9	12	11
	P/P_0	0,4	0,48	1,6	1,84	0,72	0,48	1,28	1,2
	I_m , м	200	240	800	920	360	240	640	600

Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Описываемая территория относится к Мангышлак-Устюртскому гидрогеологическому району первого порядка, который представляет собой систему артезианских бассейнов. В его пределах прослеживается ряд водоносных горизонтов и комплексов от современных до триас-пермских.

Гидрографическая сеть территории лишена постоянных водотоков.

По условиям образования и залегания подземные воды на рассматриваемой территории относятся к двум гидродинамическим зонам. Верхняя зона, характеризуется распространением безнапорных подземных вод со свободной поверхностью или слабо напорных. Сюда относятся подземные воды, приуроченные к четвертичным отложениям. Нижняя гидродинамическая зона высоконапорная и повсюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водоупорной толщей турон-палеогеновых отложений. К этой зоне относятся отложения водоносных комплексов альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских, триасовых отложений.

В целом для территории характерно наличие высокоминерализованных вод типа рассолов, грунтовые воды вскрываются локально. В наиболее пониженных участках местности воды вскрываются на глубинах порядка 1,0- 2,5 м.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановления Правительства РК №209 от 16.03.2015 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

Анализ образования объемов отходов производства и потребления

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами имеет негативное последствие для компонентов природной среды, в первую очередь для почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

В процессе производства на территории месторождения образуются различные виды производственных и твердо-бытовых отходов. Твердо-бытовые и промышленные отходы месторождения собираются в емкости и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированными организациями.

В целях защиты окружающей среды от загрязнения отходами производства предусматриваются *следующие мероприятия*:

- производить сбор и временное хранение отходов только в специально оборудованных емкостях и на специально отведенных площадках с изолированным покрытием;
- производить четкую организацию учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- проводить техническую и биологическую рекультивацию почв, направленную на сокращение сроков восстановления загрязнённой природной системы;
- осуществлять мониторинг почв, включающий обследование механического, физического и химического состояния и др.

Анализ современного состояния почвенного покрова

Одним из важнейших компонентов окружающей среды является почвенный покров. От его состояния в определяющей степени зависит состояние растительности, а также степень влияния на другие определяемые среды – поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, биоту.

Согласно природному районированию территория участка Кансу относится к Туранской равнине, провинции Арало-Каспийских пустынных плато – Мангышлак и Устюрт, области Северо- и Средне-Устюртское известняковое средне-пустынное плато. По рельефу характеризуется как пластовое аридно-денудационное плато, сложенное пористыми известняками. Район обследования представляет безводную сухую пустыню с редкой полынной, боялычево-бюргуновой и саксауловой растительностью. Бессточные впадины заняты сарсазановой и боялычевой растительностью. На песках распространена еркеково-белоземельнополынная растительность с терескеном и жузгуном.

Почвообразующими породами служат пылеватые и песчанистые средние суглинки, подстилаемые на глубине 0,5-1,0 м сарматскими известняками. Наибольшее распространение в районе получили серо-бурые пустынные солонцеватые почвы, формирующиеся на высоких водораздельных поверхностях. Эти почвы образуют комплексы и сочетания с солончаками остаточными, залегающими по взлобкам увалов и понижениям рельефа, такырами, занимающими западины и лугово-бурыми почвами микрозападин. Днища впадин заняты солончаками соровыми. Песчаные массивы характеризуются развитием примитивных песчаных почв.

На территории обследования выделены следующие типы и подтипы почв: серо-бурые пустынные нормальные, серо-бурые пустынные солонцеватые, серо-бурые пустынные эродированные, серо-бурые пустынные малоразвитые, лугово-бурые обыкновенные, солончаки остаточные, солончаки соровые, солонцы пустынные, такыры, пески грядово-бугристые и бугристые закрепленные и полужакрепленные, характеристика почв и почвенного покрова.

Анализ современного состояния растительного и животного мира

Современный растительный покров территории отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами). Практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением соровых понижений, поверхность которых оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана.

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники - как весенние эфемеры, так и огруж-осенние однолетние солянки. В центральной части территории месторождений среди сарсазанников распространены сообщества полыни однопестичной - полынно-солянковое, полынно-эфемеровое, полынно-солянково-эфемеровое, приуроченные к повышенным элементам рельефа с серо-бурыми засоленными супесчаными почвами. Местами в травостое отмечается полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), а на разбитых участках полынь метельчатая (*Artemisia scoraria*). Полынь белоземельная обладает широкой экологической амплитудой, произрастает на почвах различного механического состава, солонцеватых и засоленных.

По микрозападинам с небольшим дополнительным увлажнением полынь однопестичная образует полынно-злаковое сообщество с ажреком и пыреем ломким (*Адгоругоп fragile*). Здесь же единично встречается жантак.

На небольшом песчаном массиве распространены сбитые полынно-еркеково-адраспановое и полынно-эфемерово-солянковое сообщества с преобладанием в травостое полыней песчаной (*Artemisia arenaria*) и метельчатой.

На приморской части в зоне сгонно-нагонных явлений в условиях близкого залегания грунтовых вод и периодического затопления видовой состав сообществ сарсазана несколько отличается, заметно участие мезогалофильных злаков - ажрека или прибрежницы солончаковой (*Aeluropus iitoraiis*) и бескильницы расставленной (*Puccinella distans*), преобладают другие виды кермеков - кермек Гмелина и кермек каспийский (*Limonium Gmelinii*, *L. caspium*), много однолетней солянки солероса европейского (*Salicornia europaea*), который является пионером зарастания свежих обнажений дна моря и формирует разреженные, неустойчивые, кратковременно существующие (1-5 лет) группировки с единичным участием сведы заостренной, солянки натронной, лебеды татарской. На более поздних стадиях зарастания это солеросовое, солеросово-кермекое, бескильницево-кермекое-солеросовое сообщества с невысоким проективным покрытием (20-40%) и низкой, неустойчивой по годам урожайностью 0,5-2,5 ц/га сухой массы.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению почвенного покрова, и в дальнейшем к загрязнению подземных вод;
- предотвратить возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование

неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;

- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважин, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких, домашних животных и птиц химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

Также необходимо проводить инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и птиц, бесцельном уничтожении пресмыкающихся.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь, с грызунами, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

Охрана недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Мероприятия по охране недр

Основными мероприятиями по охране недр при реализации проекта являются:

- обеспечение наиболее полного и комплексного извлечения из недр запасов полезных ископаемых и попутных компонентов;
 - выбор технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
 - выбор конструкции скважины, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;
 - обеспечение надежной изоляции всех нефтегазопроводящих интервалов и герметизация заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны;
 - охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
 - предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, отходами производства и сбросом сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации нефтедобывающих скважин.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2018-2019гг компанией PGS проведены работы по переобработке и переинтерпретации сейсмических данных 3Д МОГТ. По результатам переинтерпретации материалов 3Д уточнена система тектонических нарушений и изменена геолого-структурная поверхность.

В 2021г выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов углеводородного сырья месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» по состоянию изученности на 02.01.2020г (Протокол ГКЗ РК № 2290-21-У от 13.04.2021г.).

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю необходимо:

- Продолжить уточнение структурно-тектонической моделей месторождений по результатам бурения скважин;

- При бурении скважин отобрать и исследовать керн (стандартные и специальные) с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, в проектных добывающих скважинах №55 в 2028г, №54 в 2030г, №57 в 2031г.

- Отобрать пробы пластового газа по горизонтам Ю-VIII и Ю-IXА;

- Доизучить запасы, оцененные по категории С₂. На месторождении Сазтобе СВ в скважине №39 опробовать продуктивные горизонты Ю-IXБ для перевода в категорию С₁, после ее отработки на основном горизонте.

- Продолжить отбор пластовых и поверхностных флюидов (нефть, вода) для изучения физико-химических свойств. На месторождении Сазтобе ЮВ рекомендуется отобрать пробы нефти и газа в проектных скважинах №55 в 2028г, №54 в 2030г, №57 в 2031г. На месторождении Сазтобе СВ, в связи с неизученность физико-химических свойств нефти газа рекомендуется отобрать пробы в скважине №39 и в проектных скважинах №51 в 2026г, №53 в 2028г, №52 в 2032г;

- Продолжить проведение ГДИС, рекомендуется на месторождении Сазтобе ЮВ рекомендуется провести ГДИС исследования методом КВД и МУО при вводе из бездействия скважин №46 в 2027г, №45 в 2029г, №47 в 2030г и при вводе из бурения в проектных скважинах №55 в 2028г, №54 в 2030г, №57 в 2031г. На месторождении Сазтобе СВ, рекомендуется провести ГДИС исследования методом КВД и МУО по скважине №39 и в проектных скважинах №51 в 2026г, №53 в 2028г, №52 в 2032г.

12. РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Сзтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №3 от 18.01.2018г. к Договору №1 на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти от 31.05.1994г. между МЭ и ТОО «КазахТуркМунай».

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.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Ликвидации подлежат 10 добывающих скважин, 1 водозаборная скважина. Стоимость ликвидационных работ на одну эксплуатационную скважину составляет 28 167 540 тенге. Стоимость ликвидации водозаборной скважины 1 305 201 тенге.

Таблица 12.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге
Ликвидация скважин	281 675,400
Ликвидация водозаборной скважины	1 305,201
Демонтаж выкидных линий скважин Сазтобе	25 986,396
Газокомпрессор AJAX DPC-28023LE	62 184,644
Сепарационно-замерная установка -2	1 311,170
Резервуар вертикальный стальной 400м3	6 403,598
Резервуар вертикальный стальной 28м3	1 536,216

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге
Дизель-генератор САТ-3412	227,085
Вагон-бытовка	3 260,632
Компрессорная установка	2 096,121
Внутрипромысловые ЛЭП	3 630,836
Рекультивация земли после ликвидации на месторождении	5 174,893
Всего	394 792,193
Платежи за выбросы	7 895,844
ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ	402 688,037

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Сумма
Ликвидационный фонд, тыс.тг	402 688,037
Накопленные ликвидационные отчисления, тыс.тг	91 609,310
Ликвидационный фонд за вычетом накопленных, тыс.тг	311 078,727
Ликвидационный фонд с учетом инфляции, тыс.тг	676 771,920

Таблица 12.3 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения Сазтобе Юго-Восточное

Наименование работ	Сумма 2026г
Ликвидационный фонд, тыс.тг	288 555,605
Накопленные ликвидационные отчисления, тыс.тг	74 525,230
Ликвидационный фонд за вычетом накопленных	214 030,375
Ликвидационный фонд с учетом инфляции, тыс.тг	465 636,944
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период , тыс.тонн	699,449
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд, тенге/тонну	665,720

Таблица 12.4 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения Сазтобе Северо-Восточное

Наименование работ	Сумма 2026г
Ликвидационный фонд, тыс.тг	114 132,432
Накопленные ликвидационные отчисления, тыс.тг	17 084,080
Ликвидационный фонд за вычетом накопленных	97 048,352
Ликвидационный фонд с учетом инфляции, тыс.тг	211 134,976
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период , тыс.тонн	276,653
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд, тенге/тонну	763,176

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 то же время, согласно пункту 3 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании», в части введения Кодекса в действие, пункт 8 статьи 126 Кодекса применяется к отношениям по разрешениям, лицензиям и контрактам на недропользование по углеводородам, выданным и заключенным до введения в действие настоящего Кодекса, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен путем отношения накопленной добычи нефти, начиная с 2026г до конца рентабельного периода, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 12.5 – Расчет отчислений в ликвидационный фонд по месторождению Сазтобе Юго-Восточное

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
	тыс.т	тенге/тонну	тыс.тенге
2026	21,3	665,72	14 155,810
2027	19,9	665,72	13 214,814
2028	24,2	665,72	16 092,563
2029	33,3	665,72	22 197,754
2030	41,2	665,72	27 429,928
2031	54,1	665,72	36 018,696
2032	58,1	665,72	38 707,083
2033	55,2	665,72	36 743,641
2034	50,8	665,72	33 787,582
2035	46,7	665,72	31 075,751
2036	42,9	665,72	28 587,576
2037	38,7	665,72	25 768,968
2038	35,6	665,72	23 708,102
2039	32,1	665,72	21 348,994
2040	29,5	665,72	19 643,566
2041	27,2	665,72	18 078,484
2042	25,0	665,72	16 641,950
2043	23,0	665,72	15 323,171
2044	21,2	665,72	14 112,277
2045	19,5	665,72	13 000,236
Итого	699,449		465636,944

Таблица 12.6 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд по месторождению Сазтобе Северо-Восточное

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
	тыс.т	тенге/тонну	тыс.тенге
2026	3,027	763,18	2 310,050
2027	9,895	763,18	7 551,590
2028	11,899	763,18	9 080,697
2029	18,352	763,18	14 005,671
2030	17,593	763,18	13 426,631
2031	16,866	763,18	12 871,553
2032	17,681	763,18	13 493,522
2033	18,439	763,18	14 072,467
2034	17,565	763,18	13 405,541
2035	16,737	763,18	12 772,961
2036	15,950	763,18	12 172,770
2037	15,204	763,18	11 603,134

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
	тыс.т	тенге/тонну	тыс.тенге
2038	14,495	763,18	11 062,334
2039	13,822	763,18	10 548,759
2040	13,021	763,18	9 937,445
2041	12,295	763,18	9 383,017
2042	11,731	763,18	8 952,861
2043	11,195	763,18	8 543,906
2044	10,686	763,18	8 155,001
2045	10,201	763,18	7 785,067
Итого	276,653		211134,976

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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	«Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», утверждена Приказом Министра энергетики и природных ресурсов РК от 13.08.1997г №99;
4.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
5.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
6.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
7.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г;
8.	Правительство РК	«Методические рекомендации по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки нефтяных, нефтегазовых месторождений», 2018г;
9.	Правительство РК	Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 05.10.2018г);

10.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;
11.	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);
12.	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;
13.	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;
14.	Правительство РК	«Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
15.	Правительство РК	«Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);
16.	Правительство РК	«Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;
Фондовая литература:		
17.	Айдналиева Г.З. и др.	«Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Сазтобе», АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 1996г;

18.	Бабашева М.Н., Каримова Г.Ш., Шигаева В.Л. и др.	«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождений Сазтобе Северо-Восточное (юрский комплекс) и Сазтобе Юго-Восточное (триасовый комплекс) Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.1997 г», АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 1998 г;
19.	Айдналиева Г.З. и др.	«Технологическая схема разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 1999г;
20.	Айдналиева Г.З., Куспангалиев Т.К., Нурбаев С. Т. и др.	«Авторский надзор за реализацией технологической разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2001г;
21.	Бабашева М.Н., Нурбаев С.Т., Турмагамбет Л.И. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.10.2005г, АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2005г;
22.	Нурбаев С.Т., Мурзагалиева Ж.С., Козов К.С. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.07.2008г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2008г;
23.	Нурбаев С.Т., Бекешова С.Т., Уралова С.К. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» на 01.07.2011г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г;
24.	Каирбеков С.Т., Бекешова С.Т., Уралова С.К. и др.	«Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», ТОО ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г;
25.	Колимец В.П., Гульницкий Л.Н. и др.	Отчет «О результатах сейсморазведочных работ 3D на месторождении Восточное Сазтобе (включая Северо-Восточное и Юго-Восточное Сазтобе) в пределах контрактной территории ТОО «Казахтуркмунай», НПФ «ДАНК», г. Алматы, 2015г;
26.	Джаксылыков Т.С., Турымов К.М., Абдулов А.Р.	«Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г;

27.	Джаксылыков Т.С., Джиембаев Н.Ж., Куаныш О.К.	«Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г.
28.	Тұқпатола Д.С., Калиева А.Х., Джиембаев Н.Ж. и др.	«Пересчет запасов углеводородного сырья месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное Мангистауской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2020 г.), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020г
29.	Джаксылыков Т.С., Сагызбай М.К., Тұқпатола Д.С.	«Проект разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021г
30.	Джаксылыков Т.С., Мухамбетова А.М. Тұқпатола Д.С.	Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное по состоянию на 01.07.2021г. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2022г.
31.	Башев А.А., Хажитов В.З., Смагулов Ш.А.	Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное, АФ ТОО «КМГИ Инжиниринг», г. Атырау, 2025г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	7	2	24,5	0	0	0	5	4	0	16,2	35,3	0,0
2027	0	0	0	7	0	24,5	0	0	0	5	5	0	11,4	32,7	0,0
2028	1	1	0	8	0	28,0	0	0	0	6	6	0	13,0	33,6	0,0
2029	0	0	0	8	1	28,0	0	0	0	7	7	0	14,7	36,5	0,0
2030	1	1	0	9	0	31,5	0	0	0	8	8	0	15,5	38,5	0,0
2031	1	1	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	18,2	40,8	0,0
2032	0	0	0	10	0	35,0	0	0	0	9	9	0	18,3	41,3	0,0
2033	1	1	0	11	0	38,5	0	0	0	10	10	0	17,7	42,9	0,0
2034	0	0	0	11	0	38,5	0	0	0	10	10	0	16,4	43,5	0,0
2035	1	1	0	12	0	42,0	0	0	0	11	11	0	15,2	43,9	0,0
2036	0	0	0	12	0	42,0	0	1	0	10	10	0	13,9	44,4	0,0
2037	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	10	10	0	13,5	46,0	0,0
2038	0	0	0	12	0	42,0	0	1	0	9	9	0	12,2	46,2	0,0
2039	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	9	9	0	12,0	48,2	0,0
2040	0	0	0	12	0	42,0	0	1	0	8	8	0	10,9	48,5	0,0
2041	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	8	8	0	9,8	48,7	0,0
2042	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	8	8	0	8,9	49,0	0,0
2043	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	8	8	0	8,1	49,2	0,0
2044	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	8	8	0	7,4	49,5	0,0
2045	0	0	0	12	0	42,0	0	0	0	8	8	0	6,8	49,7	0,0

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости I объекта месторождения Сазтобе Юго-Восточное. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	21,3	1,4	3,0	796,9	54,0	0,231	46,4	37,1	1302,6	423,1	54,1	0,0	0,0	0,0	3,930	109,306
2027	19,9	1,3	2,9	816,8	55,4	0,237	56,7	56,7	1359,3	479,7	65,0	0,0	0,0	0,0	3,668	112,975
2028	24,2	1,6	3,7	841,0	57,0	0,244	62,6	62,6	1421,8	542,3	61,4	0,0	0,0	0,0	4,467	117,442
2029	33,3	2,3	5,3	874,3	59,3	0,254	82,6	82,6	1504,5	624,9	59,6	0,0	0,0	0,0	6,162	123,604
2030	41,2	2,8	6,9	915,5	62,1	0,266	102,0	102,0	1606,5	726,9	59,6	0,0	0,0	0,0	7,614	131,218
2031	54,1	3,7	9,7	969,6	65,7	0,282	121,5	121,5	1728,0	848,4	55,5	0,0	0,0	0,0	9,999	141,217
2032	58,1	3,9	11,5	1027,7	69,7	0,298	131,3	131,3	1859,3	979,7	55,7	0,0	0,0	0,0	10,745	151,962
2033	58,3	4,0	13,0	1086,1	73,6	0,315	141,7	141,7	2001,0	1121,4	58,8	0,0	0,0	0,0	10,780	162,741
2034	57,4	3,9	14,7	1143,4	77,5	0,332	152,3	152,3	2153,3	1273,7	62,3	0,0	0,0	0,0	10,600	173,341
2035	55,6	3,8	16,7	1199,0	81,3	0,348	161,0	161,0	2314,3	1434,7	65,5	0,0	0,0	0,0	10,272	183,613
2036	53,1	3,6	19,2	1252,1	84,9	0,364	170,1	170,1	2484,4	1604,8	68,8	0,0	0,0	0,0	9,812	193,426
2037	47,0	3,2	21,1	1299,1	88,1	0,377	160,4	160,4	2644,8	1765,2	70,7	0,0	0,0	0,0	8,690	202,115
2038	42,4	2,9	24,1	1341,6	90,9	0,390	161,1	161,1	2805,9	1926,3	73,7	0,0	0,0	0,0	7,839	209,954
2039	37,6	2,6	28,1	1379,2	93,5	0,400	151,4	151,4	2957,3	2077,7	75,1	0,0	0,0	0,0	6,956	216,910
2040	34,1	2,3	35,4	1413,3	95,8	0,410	152,2	152,2	3109,5	2229,9	77,6	0,0	0,0	0,0	6,296	223,206
2041	30,9	2,1	49,7	1444,2	97,9	0,419	152,9	152,9	3262,4	2382,9	79,8	0,0	0,0	0,0	5,709	228,915
2042	28,1	1,9	89,8	1472,2	99,8	0,427	153,7	153,7	3416,2	2536,6	81,7	0,0	0,0	0,0	5,185	234,100
2043	25,5	1,7	100,0	1497,7	101,5	0,435	154,5	154,5	3570,7	2691,1	83,5	0,0	0,0	0,0	4,716	238,816
2044	23,2	1,6	100,0	1521,0	103,1	0,442	155,3	155,3	3726,0	2846,5	85,0	0,0	0,0	0,0	4,296	243,112
2045	21,2	1,4	100,0	1542,2	104,5	0,448	156,2	156,2	3882,2	3002,6	86,4	0,0	0,0	0,0	3,919	247,031

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин I объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	2	0	6,7	0	0	0	2	2	0	6,6	10,5	0,0
2027	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	2	2	0	9,0	11,3	0,0
2028	1	1	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	14,5	18,9	0,0
2029	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	16,8	23,3	0,0
2030	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	16,1	23,1	0,0
2031	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	15,4	22,9	0,0
2032	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	14,8	22,7	0,0
2033	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	3	3	0	14,2	22,6	0,0
2034	1	1	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	14,1	23,7	0,0
2035	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	13,5	25,1	0,0
2036	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	12,5	25,1	0,0
2037	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	11,6	25,0	0,0
2038	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	10,8	25,0	0,0
2039	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	10,1	24,9	0,0
2040	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	9,4	24,1	0,0
2041	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	8,7	23,3	0,0
2042	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	8,2	23,3	0,0
2043	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	7,8	23,3	0,0
2044	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	7,4	23,3	0,0
2045	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	4	4	0	7,0	23,2	0,0

Таблица П.4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости I объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	3,0	1,0	1,2	44,7	15,3	0,040	4,8	4,8	76,7	20,5	36,7	0,0	0,0	0,0	0,559	39,992
2027	9,9	3,4	4,0	54,6	18,7	0,049	12,4	12,4	89,0	32,8	19,9	0,0	0,0	0,0	1,829	41,821
2028	11,9	4,1	5,0	66,5	22,8	0,059	15,5	15,5	104,6	48,3	23,4	0,0	0,0	0,0	2,199	44,019
2029	18,4	6,3	8,1	84,8	29,0	0,076	25,5	25,5	130,0	73,8	27,9	0,0	0,0	0,0	3,391	47,411
2030	17,6	6,0	8,5	102,4	35,1	0,091	25,3	25,3	155,3	99,1	30,4	0,0	0,0	0,0	3,251	50,662
2031	16,9	5,8	8,9	119,3	40,8	0,106	25,1	25,1	180,4	124,2	32,8	0,0	0,0	0,0	3,117	53,779
2032	16,2	5,5	9,4	135,5	46,4	0,121	24,9	24,9	205,3	149,1	35,1	0,0	0,0	0,0	2,988	56,767
2033	15,5	5,3	9,9	151,0	51,7	0,134	24,7	24,7	230,0	173,8	37,3	0,0	0,0	0,0	2,864	59,631
2034	17,2	5,9	12,2	168,2	57,6	0,150	29,0	29,0	259,0	202,8	40,7	0,0	0,0	0,0	3,176	62,807
2035	18,9	6,5	15,3	187,1	64,0	0,167	35,3	35,3	294,3	238,1	46,4	0,0	0,0	0,0	3,495	66,302
2036	17,5	6,0	16,7	204,6	70,0	0,182	35,2	35,2	329,5	273,3	50,3	0,0	0,0	0,0	3,237	69,539
2037	16,3	5,6	18,6	220,9	75,6	0,197	35,2	35,2	364,7	308,4	53,7	0,0	0,0	0,0	3,009	72,548
2038	15,2	5,2	21,3	236,1	80,8	0,210	35,1	35,1	399,8	343,5	56,7	0,0	0,0	0,0	2,807	75,355
2039	14,2	4,9	25,4	250,3	85,7	0,223	35,1	35,1	434,8	378,6	59,5	0,0	0,0	0,0	2,627	77,982
2040	13,2	4,5	31,5	263,5	90,2	0,235	33,8	33,8	468,6	412,4	61,0	0,0	0,0	0,0	2,435	80,418
2041	12,3	4,2	42,8	275,7	94,4	0,245	32,8	32,8	501,4	445,2	62,6	0,0	0,0	0,0	2,268	82,685
2042	11,6	4,0	70,6	287,3	98,4	0,256	32,8	32,8	534,2	478,0	64,7	0,0	0,0	0,0	2,138	84,823
2043	10,9	3,7	100,0	298,2	102,1	0,265	32,7	32,7	566,9	510,7	66,6	0,0	0,0	0,0	2,020	86,843
2044	10,3	3,5	100,0	308,6	105,6	0,275	32,7	32,7	599,6	543,4	68,4	0,0	0,0	0,0	1,912	88,755
2045	9,8	3,4	100,0	318,4	109,0	0,283	32,7	32,7	632,3	576,0	70,0	0,0	0,0	0,0	1,813	90,568

Таблица П.4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин II объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	0	3,4	0	1	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	1	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	1	1	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	9,2	35,7	0,0
2033	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	8,5	36,4	0,0
2034	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	7,8	37,2	0,0
2035	0	0	0	2	0	6,7	0	0	0	1	1	0	7,2	37,9	0,0
2036	1	1	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	6,6	37,6	0,0
2037	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	5,8	37,7	0,0
2038	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	5,1	38,3	0,0
2039	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	4,5	38,9	0,0
2040	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	4,0	39,5	0,0
2041	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	3,5	40,1	0,0
2042	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	3,1	40,7	0,0
2043	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	2,8	41,4	0,0
2044	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	2,5	42,0	0,0
2045	0	0	0	3	0	10,1	0	0	0	2	2	0	2,2	42,7	0,0

Таблица П.4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости II объекта месторождения Сазтобе Северо-Восточное. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,216
2027	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,216
2028	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,216
2029	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,216
2030	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,216
2031	0,0	-	-	10,7	29,2	0,076	0,0	0,0	33,4	7,2	-	0,0	0,0	0,0	0,000	0,216
2032	1,5	4,1	5,8	12,2	33,3	0,087	5,9	5,9	39,3	13,1	74,2	0,0	0,0	0,0	0,279	0,496
2033	2,9	8,0	12,0	15,1	41,4	0,108	12,6	12,6	51,9	25,7	76,7	0,0	0,0	0,0	0,543	1,039
2034	2,7	7,4	12,6	17,8	48,8	0,127	12,9	12,9	64,8	38,6	79,0	0,0	0,0	0,0	0,500	1,539
2035	2,5	6,8	13,3	20,3	55,6	0,145	13,1	13,1	78,0	51,7	81,0	0,0	0,0	0,0	0,460	2,000
2036	3,4	9,2	20,8	23,7	64,8	0,169	19,2	19,2	97,2	71,0	82,4	0,0	0,0	0,0	0,625	2,624
2037	3,8	10,4	29,6	27,5	75,2	0,196	24,8	24,8	122,0	95,7	84,6	0,0	0,0	0,0	0,704	3,328
2038	3,3	9,1	36,9	30,9	84,4	0,219	25,1	25,1	147,1	120,9	86,7	0,0	0,0	0,0	0,619	3,947
2039	3,0	8,1	51,5	33,8	92,4	0,240	25,5	25,5	172,6	146,4	88,4	0,0	0,0	0,0	0,545	4,492
2040	2,6	7,1	94,0	36,4	99,5	0,259	25,9	25,9	198,6	172,4	89,9	0,0	0,0	0,0	0,482	4,974
2041	2,3	6,3	100,0	38,7	105,9	0,275	26,4	26,4	224,9	198,7	91,2	0,0	0,0	0,0	0,427	5,401
2042	2,1	5,6	100,0	40,8	111,5	0,290	26,8	26,8	251,7	225,5	92,3	0,0	0,0	0,0	0,379	5,781
2043	1,8	5,0	100,0	42,6	116,5	0,303	27,2	27,2	278,9	252,7	93,3	0,0	0,0	0,0	0,338	6,119
2044	1,6	4,5	100,0	44,3	120,9	0,315	27,6	27,6	306,5	280,3	94,1	0,0	0,0	0,0	0,302	6,420
2045	1,5	4,0	100,0	45,7	124,9	0,325	28,1	28,1	334,6	308,4	94,8	0,0	0,0	0,0	0,270	6,690

Таблица П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по месторождени Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	3	0	10,05	0	0	1	1	0	2	2	0	6,6	10,5
2027	0	0	0	3	0	10,05	0	0	0	0	0	2	2	0	9,0	11,3
2028	1	1	0	4	0	13,4	0	0	0	0	0	3	3	0	14,5	18,9
2029	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	0	0	3	3	0	16,8	23,3
2030	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	0	0	3	3	0	16,1	23,1
2031	0	0	0	4	0	13,4	0	0	0	0	0	3	3	0	15,4	22,9
2032	1	1	0	5	0	16,75	0	0	0	0	0	4	4	0	14,0	24,4
2033	0	0	0	5	0	16,75	0	0	0	0	0	4	4	0	12,8	25,9
2034	1	1	0	6	0	20,1	0	0	0	0	0	5	5	0	12,7	26,7
2035	0	0	0	6	0	20,1	0	0	0	0	0	5	5	0	12,2	27,6
2036	1	1	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	10,9	28,4
2037	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	9,7	29,1
2038	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	9,0	29,2
2039	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	8,3	29,4
2040	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	7,7	29,0
2041	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	7,1	28,7
2042	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	6,6	28,9
2043	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	6,2	29,1
2044	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	5,8	29,2
2045	0	0	0	7	0	23,45	0	0	0	0	0	6	6	0	5,5	29,4

Таблица П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Сазтобе Северо-Восточное в целом. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	3,0	0,9	1,1	55,4	16,9	0,044	4,8	4,8	110,1	27,7	36,7	0	0	0	0,559	40,208
2027	9,9	3,0	3,6	65,3	19,9	0,052	12,4	12,4	122,5	40,0	19,9	0	0	0	1,829	42,037
2028	11,9	3,6	4,5	77,2	23,5	0,061	15,5	15,5	138,0	55,6	23,4	0	0	0	2,199	44,236
2029	18,4	5,6	7,3	95,5	29,1	0,076	25,5	25,5	163,5	81,0	27,9	0	0	0	3,391	47,627
2030	17,6	5,4	7,5	113,1	34,4	0,089	25,3	25,3	188,7	106,3	30,4	0	0	0	3,251	50,879
2031	16,9	5,1	7,8	130,0	39,5	0,103	25,1	25,1	213,8	131,4	32,8	0	0	0	3,117	53,995
2032	17,7	5,4	8,9	147,7	44,9	0,117	30,8	30,8	244,6	162,1	42,5	0	0	0	3,267	57,263
2033	18,4	5,6	10,2	166,1	50,5	0,131	37,3	37,3	281,9	199,5	50,6	0	0	0	3,408	60,670
2034	19,9	6,1	12,2	186,0	56,6	0,147	41,9	41,9	323,8	241,4	52,5	0	0	0	3,676	64,346
2035	21,4	6,5	15,0	207,4	63,1	0,164	48,4	48,4	372,2	289,8	55,8	0	0	0	3,956	68,301
2036	20,9	6,4	17,2	228,3	69,5	0,181	54,4	54,4	426,7	344,2	61,6	0	0	0	3,862	72,163
2037	20,1	6,1	20,0	248,4	75,6	0,197	59,9	59,9	486,6	404,2	66,5	0	0	0	3,713	75,876
2038	18,5	5,6	23,1	266,9	81,2	0,211	60,3	60,3	546,9	464,4	69,2	0	0	0	3,426	79,302
2039	17,2	5,2	27,8	284,1	86,4	0,225	60,6	60,6	607,5	525,0	71,7	0	0	0	3,172	82,475
2040	15,8	4,8	35,4	299,9	91,2	0,237	59,8	59,8	667,2	584,8	73,6	0	0	0	2,917	85,392
2041	14,6	4,4	50,6	314,5	95,7	0,249	59,1	59,1	726,4	643,9	75,3	0	0	0	2,695	88,086
2042	13,6	4,1	95,7	328,1	99,8	0,260	59,5	59,5	785,9	703,4	77,1	0	0	0	2,517	90,604
2043	12,8	3,9	2092,5	340,8	103,7	0,270	59,9	59,9	845,8	763,3	78,7	0	0	0	2,358	92,962
2044	12,0	3,6	-98,6	352,8	107,3	0,279	60,3	60,3	906,1	823,7	80,1	0	0	0	2,214	95,175
2045	11,3	3,4	-46,7	364,1	110,8	0,288	60,7	60,7	966,8	884,4	81,4	0	0	0	2,083	97,258

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 2)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих скважин СЮВ	тыс.тг	10 348 909	-	-	2 069 782	-	2 069 782	2 069 782	-	2 069 782	-	2 069 782	-	-
Ввод из бурения добывающих скважин ССВ	тыс.тг	9 786 880	1 957 376	-	1 957 376	-	-	-	1 957 376	-	1 957 376	-	1 957 376	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	315 885	294 000	-	-	21 885	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	10 575	-	-	-	-	-	10 575	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	20 462 249	2 251 376	-	4 027 158	21 885	2 069 782	2 080 357	1 957 376	2 069 782	1 957 376	2 069 782	1 957 376	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	23 364 288	2 251 376	-	4 027 158	21 885	2 069 782	2 215 580	2 220 104,77	2 511 930	2 541 798	2 781 837	2 722 838	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство скважины СЮВ	тыс.тг	606 720	-	-	121 344	-	121 344	121 344	-	121 344	-	121 344	-	-
Обустройство скважины ССВ		1 370 737	274 147	-	274 147	-	-	-	274 147	-	274 147	-	274 147	-
РП на обустройство добывающих и нагнетательных скважин	тыс.тг	93 518	-	20 782	-	10 391	10 391	10 391	10 391	10 391	10 391	10 391	-	-
Услуги по контролю за строительно-монтажными работами	тыс.тг	54 513	6 513	12 000	12 000	12 000	12 000	-						-
Совершенствование технологии ГРП на месторождениях	тыс.тг	9 811	1 589	1 528	1 970	2 154	2 570	-		-	-	-	-	-
Ремонт производственных объектов	тыс.тг	24 237	24 237	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
НИР	тыс.тг	174 520	55 255			-	39 755	-		-	39 755	-	-	39 755
Свабирование	тыс.тг	36 739	7 348	7 348	7 348	7 348	7 348	-	-	-	-	-	-	-
Стандартные и специальные исследования	тыс.тг	104 297	104 297	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	2 475 092	473 386	41 658	416 810	31 893	193 407	131 735	284 538	131 735	324 293	131 735	274 147	39 755
Итого с инфляцией	тыс.тг	2 816 826	473 386	41 658	416 810	31 893	193 407	140 298	322 730	159 876	421 119	177 055	381 357	57 237
ВСЕГО	тыс.тг	22 937 340	2 724 762	41 658	4 443 967	53 778	2 263 189	2 212 092	2 241 914	2 201 517	2 281 669	2 201 517	2 231 523	39 755
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	26 181 113	2 724 762	41 658	4 443 967	53 778	2 263 189	2 355 878	2 542 835,26	2 671 806	2 962 917	2 958 892	3 104 194	57 237

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 2)

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)		170 915	2 427	3 109	4 005	6 220	7 632	9 680	10 724	11 273	11 773	12 169
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	8 561 293	336 566	358 443	398 076	425 942	455 758	471 709	488 219	505 307	522 992	541 297
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	254 507	7 496	8 594	9 479	10 142	10 852	11 232	11 625	12 032	12 453	12 889
Налог на имущество	тыс.тг	2 343 033	76 844	82 954	99 106	112 914	110 747	123 582	136 274	149 076	162 636	175 992
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	229 145	7 241	7 712	8 213	8 788	9 403	9 732	10 073	10 425	10 790	11 168
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	61 197 270	621 652	1 076 509	1 591 424	2 280 732	2 594 003	3 131 106	3 387 040	3 556 357	3 706 309	4 060 035
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	47 974 910	784 914	1 067 965	1 295 104	1 856 065	2 111 005	2 548 101	2 903 841	2 940 110	3 143 321	3 317 022
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	17 313 439	282 569	384 467	497 320	712 729	810 626	978 471	1 058 450	1 111 362	1 158 221	1 194 128
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	53 411	759	972	1 251	1 944	2 385	3 025	3 351	3 523	3 679	3 803
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	5 146 254	0	0	0	0	75 053	516 337	606 989	626 923	599 641	512 130
Общие поступления Государству	тыс.тг	142 902 347	2 115 614	2 984 506	3 895 970	5 403 034	6 172 200	7 783 615	8 595 138	8 903 840	9 308 269	9 816 296
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	20 207 960	721 613	336 949	1 224 429	551 120	1 104 619	1 225 351	1 325 650	1 388 429	1 477 129	1 525 969
Возврат НДС Государством	тыс.тг	20 037 046	719 186	333 840	1 220 424	544 899	1 096 987	1 215 671	1 314 925	1 377 156	1 465 356	1 513 800
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	143 073 262	2 118 041	2 987 616	3 899 975	5 409 255	6 179 832	7 793 294	8 605 862	8 915 113	9 320 042	9 828 465

Продолжение таблицы П.4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
НДС (с выручки)		12 129	11 345	10 623	9 837	9 213	8 658	8 172	7 732	7 287	6 906
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	560 242	579 851	516 792	483 117	446 452	339 630	302 763	279 410	254 734	293 992
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	13 340	13 807	14 290	14 790	15 308	15 844	16 398	16 972	8 783	18 181
Налог на имущество	тыс.тг	188 245	180 163	153 503	130 478	110 906	94 270	80 130	68 110	57 894	49 210
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	11 559	11 963	12 382	12 815	13 264	13 728	14 209	14 706	15 221	15 753
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 032 072	3 775 244	3 536 046	3 696 895	3 460 854	3 620 534	3 439 107	3 269 519	3 258 888	3 102 943

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 187 913	3 052 221	2 772 203	2 623 698	2 744 663	2 503 376	2 294 494	2 382 284	2 192 289	2 254 322
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 185 904	1 110 366	1 040 014	972 867	910 751	862 032	818 835	778 457	740 656	705 214
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	3 790	3 545	3 320	3 074	2 879	2 706	2 554	2 416	2 277	2 158
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	445 606	361 142	386 945	246 674	224 127	171 523	170 880	101 457	100 827	0
Общие поступления Государству	тыс.тг	9 616 542	9 076 956	8 424 872	8 174 572	7 919 991	7 614 984	7 131 197	6 905 599	6 624 283	6 434 868
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	1 576 195	987 641	946 090	918 317	857 364	827 720	819 572	813 958	790 934	788 911
Возврат НДС Государством	тыс.тг	1 564 066	976 296	935 467	908 481	848 151	819 062	811 401	806 226	783 647	782 005
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	9 628 671	9 088 302	8 435 495	8 184 408	7 929 204	7 623 642	7 139 368	6 913 331	6 631 570	6 441 774

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 2)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	1 075	24,23	29,67	35,98	51,56	58,64	70,78	75,62	76,57	77,04	76,78
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	187	4,16	5,01	6,06	8,79	10,08	12,35	13,22	13,43	13,55	13,53
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн		207 619,20	236 390,40	239 846,40	239 846,40	239 846,40	248 241,02	256 929,46	265 921,99	275 229,26	284 862,28
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		3 644,30	3 881,18	4 133,46	4 422,80	4 732,39	4 898,03	5 069,46	5 246,89	5 430,53	5 620,60
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	315 532 192	5 029 729,84	7 012 685,72	8 628 504,13	12 365 844,79	14 064 360,49	17 570 641,87	19 429 227,64	20 360 413,05	21 204 264,46	21 872 559,48
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	1 068 218	15 170,94	19 433,25	25 029,49	38 877,25	47 698,85	60 499,56	67 026,12	70 455,42	73 581,70	76 055,00
Итоговый производственный доход	тг тыс	316 600 410	5 044 900,78	7 032 118,97	8 653 533,62	12 404 722,05	14 112 059,35	17 631 141,43	19 496 253,76	20 430 868,47	21 277 846,16	21 948 614,47

Продолжение таблицы П.4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	73,79	66,93	60,79	54,66	49,72	45,35	41,57	38,18	35,13	32,39
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	13,03	11,78	10,65	9,53	8,63	7,83	7,14	6,53	5,95	5,44
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн	294 832,46	305 151,60	315 831,91	326 886,02	338 327,03	350 168,48	362 424,38	375 109,23	388 238,05	401 826,39
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	5 817,32	6 020,93	6 231,66	6 449,77	6 675,51	6 909,15	7 150,97	7 401,26	7 660,30	7 928,41
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг тыс	21 756 948,15	20 425 220,58	19 200 657,94	17 867 710,19	16 822 352,21	15 880 494,18	15 064 862,27	14 320 778,03	13 639 905,30	13 015 031,63
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг тыс	75 806,37	70 907,32	66 394,92	61 478,27	57 584,28	54 112,20	51 073,25	48 327,53	45 543,90	43 162,43
Итоговый производственный доход	тг тыс	21 832 754,52	20 496 127,91	19 267 052,86	17 929 188,46	16 879 936,49	15 934 606,38	15 115 935,53	14 369 105,55	13 685 449,20	13 058 194,06

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	6 411	168	255	318	395	404	387	400	382	364	348
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	6 128 323	87 917	114 657	148 080	227 074	276 343	345 236	381 754	400 050	416 631	429 762
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	1 951 564	32 171	34 263	46 915	55 777	65 650	74 124	83 112	92 638	102 729	113 412
Спецодежда	тыс.тг	1 474 603	24 309	25 889	35 449	42 145	49 605	56 008	62 799	69 997	77 622	85 695
ГСМ и топливо	тыс.тг	1 747 116	25 064	32 687	42 216	64 736	78 782	98 423	108 834	114 050	118 777	122 520
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	27 338 190	1 066 771	1 136 111	1 209 958	1 294 655	1 385 281	1 433 766	1 483 948	1 535 886	1 589 642	1 645 280
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	986 661	22 786	22 613	66 611	29 893	53 863	58 289	60 975	66 392	69 264	74 295
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	5 464 560	50 332	65 627	131 254	131 254	164 068	196 881	229 695	262 508	295 322	328 135
Проживание на вахте	тыс.тг	9 402 299	168 313	179 253	245 449	291 811	343 462	387 800	434 820	484 657	537 450	593 345
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	563 263	9 285	9 889	13 541	16 098	18 948	21 394	23 988	26 737	29 650	32 733
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	8 980 959	318 147	338 827	360 850	386 110	413 138	427 597	442 563	458 053	474 085	490 678
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	21 535	355	378	518	615	724	818	917	1 022	1 134	1 251
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	4 246 463	134 189	142 912	152 201	162 855	174 255	180 354	186 666	193 200	199 962	206 960
Консультационные услуги	тыс.тг	1 200 493	37 936	40 402	43 028	46 040	49 263	50 987	52 771	54 618	56 530	58 509
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	1 073 466	28 092	49 490	24 255	72 391	32 100	57 897	62 265	67 197	71 276	76 923
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	3 171 387	53 798	57 294	78 452	93 271	109 780	123 952	138 981	154 910	171 784	189 650
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	5 296 717	89 850	95 691	131 028	155 778	183 350	207 019	232 120	258 725	286 907	316 746
Страхование	тыс.тг	840 500	13 856	14 756	20 205	24 022	28 274	31 924	35 795	39 897	44 243	48 844
Выбытие скважин	тыс.тг	172 893	28 168	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	1 567 692	25 843	27 523	37 687	44 806	52 736	59 544	66 764	74 416	82 522	91 104
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	81 635 093	2 217 350	2 388 515	2 788 015	3 139 727	3 480 025	3 812 400	4 089 167	4 355 337	4 625 892	4 906 190
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	8 561 293	336 566	358 443	398 076	425 942	455 758	471 709	488 219	505 307	522 992	541 297
Налог на имущество	тыс.тг	2 343 033	76 844	82 954	99 106	112 914	110 747	123 582	136 274	149 076	162 636	175 992
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	229 145	7 241	7 712	8 213	8 788	9 403	9 732	10 073	10 425	10 790	11 168
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	17 313 439	282 569	384 467	497 320	712 729	810 626	978 471	1 058 450	1 111 362	1 158 221	1 194 128
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	53 411	759	972	1 251	1 944	2 385	3 025	3 351	3 523	3 679	3 803
Расходы на НИОКР	тыс.тг	3 094 087	58 665	50 449	70 321	86 535	124 047	141 121	176 311	194 963	204 309	212 778
Итого производственных затрат	тыс.тг	113 229 501	2 979 994	3 273 512	3 862 304	4 488 578	4 992 991	5 540 039	5 961 845	6 329 991	6 688 520	7 045 357
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	36 831 809	527 094	706 192	907 501	1 386 131	1 680 039	2 096 219	2 313 118	2 419 251	2 514 705	2 589 033
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	61 197 270	621 652	1 076 509	1 591 424	2 280 732	2 594 003	3 131 106	3 387 040	3 556 357	3 706 309	4 060 035
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	47 974 910	784 914	1 067 965	1 295 104	1 856 065	2 111 005	2 548 101	2 903 841	2 940 110	3 143 321	3 317 022
Прочие расходы	тыс.тг	711 981	21 596	23 358	25 281	28 259	30 559	32 561	33 920	34 949	35 969	36 954
Итого расходы по реализации	тыс.тг	146 715 969	1 955 257	2 874 023	3 819 311	5 551 187	6 415 606	7 807 987	8 637 919	8 950 667	9 400 303	10 003 045
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	2 877 265	92 282	98 892	105 645	113 041	120 953	125 187	129 568	134 103	138 797	143 655
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	1 756 176	57 402	61 133	65 107	69 664	74 541	77 150	79 850	82 645	85 537	88 531
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	254 507	7 496	8 594	9 479	10 142	10 852	11 232	11 625	12 032	12 453	12 889
Другие административные расходы	тыс.тг	866 582	27 384	29 164	31 060	33 234	35 560	36 805	38 093	39 427	40 806	42 235
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	747 607	16 842	20 624	25 010	35 843	40 766	49 207	52 572	53 229	53 560	53 380
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	747 607	16 842	20 624	25 010	35 843	40 766	49 207	52 572	53 229	53 560	53 380
Итого не производственные затраты	тыс.тг	150 340 841	2 064 381	2 993 539	3 949 966	5 700 071	6 577 325	7 982 381	8 820 059	9 137 999	9 592 660	10 200 080
Итого затраты	тыс.тг	263 570 342	5 044 375	6 267 050	7 812 270	10 188 649	11 570 317	13 522 419	14 781 904	15 467 990	16 281 180	17 245 436
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	316 600 410	5 044 901	7 032 119	8 653 534	12 404 722	14 112 059	17 631 141	19 496 254	20 430 868	21 277 846	21 948 614
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	263 570 342	5 044 375	6 267 050	7 812 270	10 188 649	11 570 317	13 522 419	14 781 904	15 467 990	16 281 180	17 245 436
Операционный доход	тыс.тг	53 030 068	526	765 069	841 264	2 216 073	2 541 743	4 108 722	4 714 350	4 962 878	4 996 666	4 703 178
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	29 642 385	140 169	172 752	366 102	527 674	761 163	1 126 771	1 454 468	1 753 099	2 096 126	2 455 396
Балансовая прибыль	тыс.тг	22 093 941	-1 051 150	-135 105	-590 479	991 025	1 160 974	2 581 687	3 034 944	3 134 613	2 998 203	2 560 651
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	27 452 883	1 051 676	900 173	1 431 743	1 225 048	1 380 769	1 527 035	1 679 405	1 828 265	1 998 463	2 142 527
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	24 283 443	-1 962 658	-862 526	-1 656 120	293 651	541 368	2 181 423	2 810 008	3 059 446	3 095 865	2 873 519
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	28 918 831	0	0	0	293 651	541 368	2 181 423	2 810 008	3 059 446	3 095 865	2 873 519
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	5 146 254	0	0	0	0	75 053	516 337	606 989	626 923	599 641	512 130

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	16 947 686	-1 051 150	-135 105	-590 479	991 025	1 085 921	2 065 349	2 427 956	2 507 690	2 398 562	2 048 521
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	16 947 686	-1 051 150	-135 105	-590 479	991 025	1 085 921	2 065 349	2 427 956	2 507 690	2 398 562	2 048 521

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Приобретение работы по переработке попутного газа в электроэнергию	тыс.тг	320	314	308	303	300	293	288	281	293	291
Материалы и полуфабрикаты	тыс.тг	427 490	401 324	377 263	351 073	330 533	312 027	296 001	281 381	268 003	255 725
Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ)	тыс.тг	117 382	121 490	117 884	122 009	117 861	121 986	126 256	130 675	135 248	139 982
Спецодежда	тыс.тг	88 694	91 798	89 073	92 190	89 056	92 173	95 399	98 738	102 194	105 771
ГСМ и топливо	тыс.тг	121 873	114 413	107 553	100 087	94 231	88 955	84 387	80 219	76 405	72 904
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	1 702 864	1 762 465	1 570 797	1 468 442	1 356 997	1 292 133	1 162 920	1 083 260	996 599	1 160 415
Затраты на обучение персонала	тыс.тг	75 322	49 121	46 704	46 133	42 115	41 349	40 579	40 348	38 882	41 128
Прокат полнокомплектных УЭЦН	тыс.тг	360 949	360 949	360 949	360 949	360 949	360 949	360 949	360 949	360 949	360 949
Проживание на вахте	тыс.тг	614 112	635 606	616 737	638 322	493 296	510 561	528 431	546 926	566 068	585 880
Расходы по охране окружающей среды	тыс.тг	33 879	35 065	34 024	35 215	34 017	35 208	36 440	37 716	39 036	40 402
Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств	тыс.тг	507 852	525 626	544 023	563 064	466 217	422 218	436 995	452 290	468 120	484 505
Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ	тыс.тг	1 295	1 341	1 301	1 346	1 301	1 346	1 393	1 442	1 492	1 545
Работы и услуги производственного характера (ТРС, Аутсорсинг)	тыс.тг	214 204	221 701	229 460	237 492	245 804	254 407	263 311	272 527	282 066	291 938
Консультационные услуги	тыс.тг	60 556	62 676	64 869	67 140	69 490	71 922	74 439	77 045	79 741	82 532
Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям	тыс.тг	79 705	83 330	53 202	50 235	49 023	45 335	43 904	43 018	42 694	41 135
Расходы по аренде основных средств и НМА	тыс.тг	196 288	203 158	197 127	204 026	197 089	203 987	211 127	218 516	180 931	187 264
Расходы на охрану объектов	тыс.тг	327 832	339 306	329 233	340 756	329 170	340 691	352 615	364 957	302 184	312 761
Страхование	тыс.тг	50 554	52 323	50 770	52 547	50 760	52 537	54 376	56 279	58 249	60 287
Выбытие скважин	тыс.тг	44 963	0	48 166	0	51 596	0	0	0	0	0
Прочие расходы в составе себестоимости	тыс.тг	94 293	97 593	94 696	98 010	94 678	97 992	101 421	104 971	108 645	112 448
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	5 120 426	5 159 598	4 934 137	4 829 337	4 474 483	4 346 069	4 271 231	4 251 535	4 107 799	4 337 860
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	560 242	579 851	516 792	483 117	446 452	339 630	302 763	279 410	254 734	293 992
Налог на имущество	тыс.тг	188 245	180 163	153 503	130 478	110 906	94 270	80 130	68 110	57 894	49 210
Налоговые платежи за эмиссий в ОС	тыс.тг	11 559	11 963	12 382	12 815	13 264	13 728	14 209	14 706	15 221	15 753
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 185 904	1 110 366	1 040 014	972 867	910 751	862 032	818 835	778 457	740 656	705 214
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	3 790	3 545	3 320	3 074	2 879	2 706	2 554	2 416	2 277	2 158
Расходы на НИОКР	тыс.тг	219 486	218 328	204 961	192 671	179 292	168 799	159 346	151 159	143 691	136 854
Итого производственных затрат	тыс.тг	7 289 653	7 263 814	6 865 109	6 624 359	6 138 027	5 827 234	5 649 067	5 545 794	5 322 272	5 541 042
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 570 603	2 408 203	2 259 216	2 098 138	1 971 534	1 857 706	1 759 110	1 669 350	1 586 952	1 511 715
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 032 072	3 775 244	3 536 046	3 696 895	3 460 854	3 620 534	3 439 107	3 269 519	3 258 888	3 102 943
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 187 913	3 052 221	2 772 203	2 623 698	2 744 663	2 503 376	2 294 494	2 382 284	2 192 289	2 254 322
Прочие расходы	тыс.тг	37 723	38 170	38 721	39 312	40 054	40 891	41 825	42 841	43 935	45 105
Итого расходы по реализации	тыс.тг	9 828 310	9 273 837	8 606 185	8 458 042	8 217 105	8 022 507	7 534 535	7 363 993	7 082 064	6 914 085
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	148 683	153 886	159 273	164 847	170 617	176 588	182 769	189 166	126 674	202 639
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	91 630	94 837	98 156	101 592	105 147	108 827	112 636	116 579	60 329	124 882
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	13 340	13 807	14 290	14 790	15 308	15 844	16 398	16 972	8 783	18 181
Другие административные расходы	тыс.тг	43 713	45 243	46 826	48 465	50 162	51 917	53 734	55 615	57 562	59 576
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	51 302	46 533	42 264	38 000	34 567	31 528	28 897	26 541	24 424	22 517
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	51 302	46 533	42 264	38 000	34 567	31 528	28 897	26 541	24 424	22 517
Итого не производственные затраты	тыс.тг	10 028 295	9 474 257	8 807 722	8 660 890	8 422 289	8 230 623	7 746 202	7 579 700	7 233 163	7 139 241
Итого затраты	тыс.тг	17 317 947	16 738 071	15 672 831	15 285 249	14 560 316	14 057 857	13 395 268	13 125 494	12 555 435	12 680 283
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	21 832 755	20 496 128	19 267 053	17 929 188	16 879 936	15 934 606	15 115 936	14 369 106	13 685 449	13 058 194
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	17 317 947	16 738 071	15 672 831	15 285 249	14 560 316	14 057 857	13 395 268	13 125 494	12 555 435	12 680 283

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Операционный доход	тыс.тг	4 514 807	3 758 057	3 594 222	2 643 939	2 319 621	1 876 750	1 720 667	1 243 611	1 130 015	377 911
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 773 846	2 523 836	2 292 293	2 061 021	1 874 822	1 710 003	1 567 320	1 439 524	1 324 717	1 221 284
Балансовая прибыль	тыс.тг	2 228 030	1 805 711	1 934 727	1 233 369	1 120 636	166 746	153 347	-195 913	-194 703	-843 374
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 286 777	1 952 346	1 659 494	1 410 570	1 198 985	1 019 137	866 266	736 327	625 878	531 996
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	2 715 098	2 377 200	2 567 526	1 883 820	1 796 473	857 613	854 401	507 285	504 137	-154 085
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	2 715 098	2 377 200	2 567 526	1 883 820	1 796 473	857 613	854 401	507 285	504 137	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	445 606	361 142	386 945	246 674	224 127	171 523	170 880	101 457	100 827	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	1 782 424	1 444 569	1 547 782	986 695	896 509	-4 776	-17 533	-297 369	-295 530	-843 374
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	1 782 424	1 444 569	1 547 782	986 695	896 509	-4 776	-17 533	-297 369	-295 530	-843 374

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	316 600 410	5 044 901	7 032 119	8 653 534	12 404 722	14 112 059	17 631 141	19 496 254	20 430 868	21 277 846	21 948 614
Итого приток средств	тыс.тг	316 600 410	5 044 901	7 032 119	8 653 534	12 404 722	14 112 059	17 631 141	19 496 254	20 430 868	21 277 846	21 948 614
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	263 570 342	5 044 375	6 267 050	7 812 270	10 188 649	11 570 317	13 522 419	14 781 904	15 467 990	16 281 180	17 245 436
прямые затраты	тыс.тг	81 635 093	2 217 350	2 388 515	2 788 015	3 139 727	3 480 025	3 812 400	4 089 167	4 355 337	4 625 892	4 906 190
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	31 594 408	762 645	884 996	1 074 289	1 348 851	1 512 966	1 727 639	1 872 678	1 974 655	2 062 628	2 139 166
расходы периода	тыс.тг	150 340 841	2 064 381	2 993 539	3 949 966	5 700 071	6 577 325	7 982 381	8 820 059	9 137 999	9 592 660	10 200 080
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	26 181 113	2 724 762	41 658	4 443 967	53 778	2 263 189	2 355 878	2 542 835	2 671 806	2 962 917	2 958 892
Бурение	тыс.тг	23 364 288	2 251 376	0	4 027 158	21 885	2 069 782	2 215 580	2 220 105	2 511 930	2 541 798	2 781 837
Обустройство	тыс.тг	2 816 826	473 386	41 658	416 810	31 893	193 407	140 298	322 730	159 876	421 119	177 055
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	5 146 254	0	0	0	0	75 053	516 337	606 989	626 923	599 641	512 130
Итого отток средств	тыс.тг	294 897 709	7 769 137	6 308 708	12 256 237	10 242 427	13 908 558	16 394 634	17 931 728	18 766 719	19 843 737	20 716 458
Поток денежной наличности	тыс.тг	21 702 701	-2 724 236	723 411,06	-3 602 703	2 162 295,47	203 500,89	1 236 507,09	1 564 525,52	1 664 149,60	1 434 108,67	1 232 156,18
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	4 776 715	-2 724 236	652 604	-2 931 954	1 587 479	134 779	738 785	843 274	809 175	629 066	487 578
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 287 235	-2 724 236	629 053	-2 724 161	1 421 744	116 352	614 763	676 388	625 615	468 813	350 256
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	432 629	-2 724 236	602 843	-2 501 877	1 251 328	98 139	496 924	523 956	464 434	333 528	238 800
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	21 702 701	-2 724 236	-2 000 825	-5 603 529	-3 441 233	-3 237 732	-2 001 225	-436 700	1 227 450	2 661 559	3 893 715
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	4 776 715	-2 724 236	-2 071 633	-5 003 587	-3 416 108	-3 281 328	-2 542 543	-1 699 270	-890 095	-261 028	226 550
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	2 287 235	-2 724 236	-2 095 183	-4 819 345	-3 397 600	-3 281 248	-2 666 485	-1 990 098	-1 364 482	-895 670	-545 414
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	432 629	-2 724 236	-2 121 394	-4 623 271	-3 371 943	-3 273 804	-2 776 879	-2 252 923	-1 788 489	-1 454 962	-1 216 161

Продолжение таблицы П.4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	21 832 755	20 496 128	19 267 053	17 929 188	16 879 936	15 934 606	15 115 936	14 369 106	13 685 449	13 058 194
Итого приток средств	тыс.тг	21 832 755	20 496 128	19 267 053	17 929 188	16 879 936	15 934 606	15 115 936	14 369 106	13 685 449	13 058 194
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	17 317 947	16 738 071	15 672 831	15 285 249	14 560 316	14 057 857	13 395 268	13 125 494	12 555 435	12 680 283
прямые затраты	тыс.тг	5 120 426	5 159 598	4 934 137	4 829 337	4 474 483	4 346 069	4 271 231	4 251 535	4 107 799	4 337 860
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	2 169 227	2 104 216	1 930 972	1 795 022	1 663 544	1 481 165	1 377 836	1 294 259	1 214 473	1 203 182
расходы периода	тыс.тг	10 028 295	9 474 257	8 807 722	8 660 890	8 422 289	8 230 623	7 746 202	7 579 700	7 233 163	7 139 241
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	3 104 194	57 237	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг	2 722 838	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг	381 357	57 237	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	445 606	361 142	386 945	246 674	224 127	171 523	170 880	101 457	100 827	0
Итого отток средств	тыс.тг	20 867 748	17 156 450	16 059 776	15 531 923	14 784 443	14 229 379	13 566 149	13 226 951	12 656 262	12 680 283
Поток денежной наличности	тыс.тг	965 006,84	3 339 677,9	3 207 276,42	2 397 265,62	2 095 493,47	1 705 227,05	1 549 786,96	1 142 154,21	1 029 187,25	377 910,61
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	344 487	1 075 504	931 768	628 278	495 435	363 703	298 195	198 252	161 158	53 384
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	238 535	717 841	599 463	389 623	296 153	209 563	165 618	106 136	83 164	26 554

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	155 854	449 481	359 717	224 058	163 211	110 679	83 825	51 481	38 657	11 829
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	4 858 722	8 198 399	11 405 676	13 802 941	15 898 435	17 603 662	19 153 449	20 295 603	21 324 790	21 702 701
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	571 038	1 646 541	2 578 310	3 206 588	3 702 023	4 065 726	4 363 921	4 562 173	4 723 331	4 776 715
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	-306 879	410 962	1 010 425	1 400 048	1 696 201	1 905 764	2 071 381	2 177 517	2 260 681	2 287 235
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	-1 060 307	-610 827	-251 109	-27 052	136 159	246 838	330 662	382 143	420 800	432 629

ПРОТОКОЛ №4-2-5
Заседания научно-технического совета
Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:

«20» февраля 2026г.

Место проведения заседания:

г. Атырау, офис Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Члены НТС:

Председатель:

Башев А.А. - Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке;

Заместитель председателя:

Мухтанов Б.М. - Заместитель директора филиала по лабораторным исследованиям;

Члены Совета:

Мурзагалиева Ж.С. - Директор департамента геологии;

Бердыев А.Ж. - Директор департамента техники и технологии добычи нефти и газа;

Участвовали:

Хажитов В.З. - Начальник управления разработки месторождений КГМ, КОА, КТМ, УО;

Сымгалиев А.Д. - Начальник управления геологического моделирования;

Тұрсынғалиев А.Б. - Старший инженер управления геологии и геологоразведки;

Куаныш О.К. - Инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО;

Секретарь НТС:

Асауов А.А. - Инженер блока руководителей крупных проектов.

Повестка дня:

Рассмотрение НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Северо-Восточное».

Основание:

Заказ наряд №3 к договору №1060749/2024/1 от 30.12.2024г.

Слушали:

Сообщение Куаныша О.К о результатах выполненных работ.

Краткое изложение:

В 2021 году был выполнен отчет «Пересчет запасов...» с дальнейшим утверждением на заседании ГКЗ РК (Протокол ГКЗ №2290-21-У от 13.04.2021г.). В рамках данного отчета, с учетом новых геолого-геофизических, лабораторных данных и переинтерпретации сейсмических материалов 3Д, была пересмотрена геологическая модель месторождения, в результате которого геологические запасы по двум месторождениям увеличились на 10,7%, извлекаемые – на 11,3%.

На государственном балансе числятся запасы в следующем количестве (геологические/извлекаемые):

месторождение Сазтобе Юго-Восточное – 3444/1475 тыс.т (категория С1);
месторождение Сазтобе Северо-Восточное – 1264/329 тыс.т (категория С1),
595/116 тыс.т (категория С2).

В 2021г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» с утверждением проектных показателей на 2021-2025гг (Протокол ЦКРР РК № 04-0/9628-вн от 08.11.2021).

В 2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» выполнен действующий на сегодняшний день «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» с утверждением проектных показателей на 2026-2027гг (Протокол ЦКРР РК № 17-1-0/6797-вн от 15.10.2025г).

Настоящее Дополнение к проекту разработки составлено с целью обоснования рациональной системы разработки месторождения, корректировки проектных технологических показателей разработки.

В тектоническом отношении месторождения расположены в пределах Сазтобинско-Бекболатского тектонического блока, выделяемого на юго-западной периклинали Южно-Эмбинского палеозойского поднятия.

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

Общая проходка по месторождению составила 743,39 м, вынос керна – 387,55 м, или 52,13% от проходки. По скважинам №№2, 39, 44, 45, 46, 47, 48 проанализировано 280 образцов керна.

По юрским отложениям проходка с отбором керна составляет 550 м, вынос керна 280,59 м или 51,02% от проходки, изучено 133 образцов керна. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) – 39 ед.

По отложениям верхнего триаса проходка составляет 107,4 м, вынос – 73,21 м или 68,17% от проходки. Проанализировано 121 образцов керна, в том числе кондиционных образцов – 105 ед.

Свойства нефти Сазтобе Юго-Восточное в поверхностных условиях изучены по 9 пробам, отобранным из скважин №№44, 45, 46 и 48. Свойства нефти в поверхностных условиях Сазтобе Северо-Восточное изучены по 5 пробам, отобранным из скважин №№2, 39. Нефть является легкой, малосмолистой, парафинистой и малосернистой.

В целом физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам 4 глубинных проб из скв. №№46 (ТЗ-1), 48 (ТЗ-1+2) и 2 рекомбинированным пробам из скв. №44 (ТЗ-1+2).

На месторождениях с начала разработки проведено 26 исследований КВД по 6 скважинам и одно исследование МУО по одной скважине. За анализируемый период было проведено 1 исследование КВД, 1 исследование МУО, 9 прямых замера пластового давления и 6 замеров статического уровня.

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Сазтобе Северо-Восточное всего пробурено 4 скважины, из них 1 скважина находится в действующем фонде (№39), который эксплуатируется механизированным способом, посредством ШГН, скважина №2 находится в бездействии и 2 скважины №№37,40 ликвидированы по геологическим причинам. По месторождению Сазтобе Юго-Восточное фонд пробуренных скважин составляет 7 единиц, из них три скважины находятся в действующем фонде (№№44, 48, 49), скважина №44 эксплуатируется механизированным методом ШГН. Скважина №48, пробуренная в декабре 2024 года и введенная с дебитом 121,8 т/сут, эксплуатируется фонтанным способом. Также фонтанным способом эксплуатируется скважина №49,

ПРОТОКОЛ
совместного геолого-технического совещания
ТОО «Казахтуркмунай» и Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:
«19» марта 2026г

Место проведения заседания:
ВКС в MS Teams

Присутствовали:

От ТОО «Казахтуркмунай»:

Шорманов Ш.Т.	Главный геолог;
Ергалиев К.А.	Начальник отдела геологии и разработке;
Баянов А.М.	Ведущий инженер отдела геологии и разработки;
Жарылгасов Е.М.	Старший инженер (по разработке) отдела геологии и разработки.

От Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Башев А.А.	Директор департамента по разработке;
Хажитов В.З.	Начальник управления разработки месторождений КГМ, КОА, КТМ, УО;
Сагызбай М.Қ.	Эксперт управления разработки месторождений КГМ, КОА, КТМ, УО;
Куаныш О.К.	Инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО.

Повестка дня:

Рассмотрение НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Сазтобе Юго-Восточное и Северо-Восточное».

Основание:

Заказ-наряд №3 к договору №1060749/2024/1 от 30.12.2024г.

Слушали: Куаныш О.К. - инженера управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО.

Краткое изложение:

В 2021 году был выполнен отчет «Пересчет запасов...» с дальнейшим утверждением на заседании ГКЗ РК (Протокол ГКЗ №2290-21-У от 13.04.2021г.). В рамках данного отчета, с учетом новых геолого-геофизических, лабораторных данных и переинтерпретации сейсмических материалов 3Д, была пересмотрена геологическая модель месторождения, в результате которого геологические запасы по двум месторождениям увеличились на 10,7%, извлекаемые – на 11,3%.

На государственном балансе числятся запасы в следующем количестве (геологические/извлекаемые):

*месторождение Сазтобе Юго-Восточное – 3444/1475 тыс.т (категория C₁);
месторождение Сазтобе Северо-Восточное – 1264/329 тыс.т (категория C₁).
595/116 тыс.т (категория C₂).*

В 2021г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное» с утверждением проектных показателей на 2021-2025гг (Протокол ЦКРР РК № 04-0/9628-вн от 08.11.2021).

В 2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ инжиниринг» выполнен действующий на сегодняшний день «Анализ разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и

Сазтобе Северо-Восточное» с утверждением проектных показателей на 2026-2027гг (Протокол ЦКРР РК № 17-1-0/6797-вн от 15.10.2025г).

Настоящее Дополнение к проекту разработки составлено с целью обоснования рациональной системы разработки месторождения, корректировки проектных технологических показателей разработки и

На месторождениях с начала разработки проведено 26 исследований КВД по 6 скважинам и одно исследование МУО по одной скважине. За анализируемый период было проведено 1 исследование КВД, 1 исследование МУО, 9 прямых замера пластового давления и 6 замеров статического уровня.

По состоянию на 01.01.2026г на месторождении Сазтобе Северо-Восточное всего пробурено 4 скважины, из них 1 скважина находится в действующем фонде (№39), который эксплуатируется механизированным способом, посредством ШГН, скважина №2 находится в бездействии и 2 скважины №№37,40 ликвидированы по геологическим причинам. По месторождению Сазтобе Юго-Восточное фонд пробуренных скважин составляет 7 единиц, из них три скважины находятся в действующем фонде (№№44, 48, 49), скважина №44 эксплуатируется механизированным методом ШГН. Скважина №48, пробуренная в декабре 2024 года и введенная с дебитом 121,8 т/сут, эксплуатируется фонтанным способом. Также фонтанным способом эксплуатируется скважина №49, которая была пробурена и введена в 2025 году с дебитом 81,6 т/сут. Две скважины находятся в бездействии (№№45,46), одна скважина №47 находится в наблюдательном фонде, и одна скважина №42 ликвидирована по геологическим причинам.

По состоянию на 01.01.2026г годовой отбор на месторождении Сазтобе Юго-Восточное составила 26,9 тыс.т., накопленная добыча нефти составляет 775,7 тыс.т нефти, жидкости 1256,2 тыс.т и газа 102,9 млн.м³, текущий КИН – 0,225 доли.ед.

По состоянию на 01.01.2026г годовой отбор на месторождении Сазтобе Северо-Восточное составил 0,7 тыс.т., накопленная добыча нефти составляет 52,5 тыс.т, жидкости 105,3 тыс.т и газа 40,1 млн.м³, текущий КИН – 0,042 доли ед.

При сравнении фактических показателей разработки с проектными за последние три года отмечается уменьшение фактических уровней добычи нефти над проектными, что в основном обусловлено отставанием фактического фонда добывающих скважин от проектного, а по месторождению Сазтобе Северо-Восточное еще и меньшим дебитом нефти.

Для дальнейшей разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Сазтобе Северо-Восточное выбор расчетных вариантов произведен для каждого выделенного объекта с учетом их различных особенностей, а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены три варианта разработки.

Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Вариант 1 является рекомендуемым и предусматривает продолжение реализации утвержденной на сегодня системы разработки. По месторождению Сазтобе Юго-Восточное предусматривается ввод из бездействия 2-х скважин (№№45, 46), ввод из наблюдательного фонда скважины №47, а также ввод из бурения 3-х скважин (№№55, 54 и 57). По месторождению Сазтобе Северо-Восточное предусматривается ввод из бурения 3-х скважин, из которых скважины №51 и №53 вводятся на I объект и скважина №52 – на II объект.

В рамках варианта 2 рассматривается возможность уплотнения сетки скважин по обоим месторождениям, с этой целью в дополнении к проектным решениям 1 варианта по месторождению Сазтобе Юго-Восточное предусмотрено бурение 2-х добывающих скважин, а также дополнительное бурение 2-х скважин на месторождении Сазтобе Северо-Восточное.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наибольшей рентабельностью характеризуется 1 вариант, который рекомендуется к реализации.

После обсуждения и обмена мнениями **ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ:**

1. При составлении разделов по наземному обустройству необходимо учесть технологические потери нефти и газа;
2. Принять НИР «Дополнение к проекту разработки месторождений Сазтобе Юго-Восточное и Северо-Восточное»;
3. Направить на дальнейшее рассмотрение и согласование с государственным контролирующими органами.

Главный геолог
ТОО «Казахтуркмунай»:



Шорманов Ш.Т.

Начальник отдела геологии и разработке
ТОО «Казахтуркмунай»



Ергалиев К.А.

Директор департамента по разработке
АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»:



Башев А.А.