

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«АртНик Ойл»  
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«TIMAL CONSULTING GROUP»

УТВЕРЖДАЮ:  
Директор ТОО «АртНик Ойл»  
  
Мутлан Б.Н.  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025г.



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУБАРКУДУК**  
(по состоянию на 01.01.2025г.)  
Договор №ТСГ - 04 от 04.03.2025г

Директор  
ТОО «Timal Consulting Group»:



М.Н. БАБАШЕВА

г. Атырау, 2025г

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность, Ф.И.О.	Номер глав, разделов
Заместитель директора по анализу разработки  Нурбаев С.Т.	Руководитель проекта по разработке
Управляющий директор по геологии:  Мусина Ж.К.	Руководитель проекта по геологии
Ответственный исполнитель по разработке: Инженер департамента анализа разработки:  Рахимов Ж.А.	Главы: 3, 4, 6, 7, 8, 9, 13 (разделы 3.1, 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3, 3.3, 3.4, 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по геологии: Инженер департамента геологического проектирования и подсчета запасов:  Сабуров Б.О.	Главы: 2 (разделы 2.1, 2.3, 2.5), 11
Главный специалист департамента интерпретации ГИС:  Тайманова К.Г.	Раздел 2.2
Главный специалист департамента интерпретации ГИС:  Мухамеджанова А.К.	Разделы 2.2, 2.4
Инженер департамента интерпретации ГИС:  Абдоллаева А.Б.	Разделы 2.2
Ответственный исполнитель по экологии: Ведущий эколог департамента экологического проектирования:  Хасенова М.В.	Глава 10
Ответственный исполнитель по экономике: Экономист  Кемпирова А.Х.	Разделы: 3.5, 4.2, Главы: 5, 12

В подготовке исходных данных и оформлении отчета принимали участие: Горячкина М.Г., Кабдулова З.Д., Игнатьева Л.Г., Калиева Э.А., Хамитова С.У.

Ответственный за Документ-контроль:  Кабдулова З.Д.

## СОДЕРЖАНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ		Стр.
1		2
<b>РЕФЕРАТ</b>		10
<b>ВВЕДЕНИЕ</b>		11
<b>1.</b>	<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	15
<b>2.</b>	<b>ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	17
2.1	Краткая литолого-стратиграфическая характеристика	18
2.1.1	<i>Тектоника</i>	19
2.1.2	<i>Нефтегазоносность</i>	23
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	25
2.3	Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях	32
2.3.1	<i>Шубаркудукская нефть</i>	32
2.3.2	<i>Газ</i>	34
2.3.3	<i>Физические свойства и химический состав подземных вод</i>	36
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	40
2.5	Запасы нефти и газа	41
<b>3.</b>	<b>ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ</b>	44
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	44
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	45
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	45
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	54
3.2.3	<i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	55
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	56
3.3.1	<i>Обоснования расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	56
3.3.2	<i>Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки</i>	57
3.4	Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	59
3.4.1	<i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки</i>	59
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	60
3.4.3	<i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	61
3.4.4	<i>Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений</i>	64
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	66
<b>4.</b>	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ</b>	72

<b>ОГЛАВЛЕНИЕ</b>		<b>Стр.</b>
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	72
4.2	Экономические показатели вариантов разработки	75
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	79
<b>5.</b>	<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ</b>	80
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	80
<b>6.</b>	<b>ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА</b>	83
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	83
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	85
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	88
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	91
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды используемой для заводнения	91
<b>7.</b>	<b>РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН</b>	93
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	93
7.2	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	96
<b>8.</b>	<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ</b>	100
<b>9.</b>	<b>КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b>	102
<b>10.</b>	<b>ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</b>	108
10.1	Климатическая характеристика	108
10.2	Современное состояние атмосферного воздуха	109
10.3	Поверхностные и подземные воды	111
10.4	Охрана недр	114
10.4.1	<i>Мероприятия по охране недр</i>	115
10.5	Растительный мир и животный мир	117
10.5.1	<i>Мероприятия по защите растительного и животного мира</i>	119
10.5.2	<i>Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности</i>	120
10.6	Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	122
10.6.1	<i>Управление отходами</i>	124
10.7	Радиационная обстановка	131
10.8	Аварийные ситуации	132
<b>11.</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	135
<b>12.</b>	<b>РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ</b>	143
12.1	Затраты на ликвидацию скважин	144
12.2	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	144
<b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b>		146

## СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза месторождения	18
2.	2.2.1	Сведения об отборе керна месторождения Шубаркудук	25
3.	2.2.2	Комплекс лабораторных исследований и количество определений	26
4.	2.2.3	Характеристика толщин горизонтов, объектов	29
5.	2.2.4	Статистические показатели характеристик неоднородности пластов	30
6.	2.2.5	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности объектов разработки	30
7.	2.2.6	Статистические ряды распределения проницаемости горизонтов	31
8.	2.3.1	Общее исследование нефти	32
9.	2.3.2	Бензин	32
10.	2.3.3	Керосин	33
11.	2.3.4	Дизельное топливо	33
12.	2.3.5	Остаточный мазут	33
13.	2.3.6	Остаточное масло кислотного-контактной очистки	33
14.	2.3.7	Компонент автола	33
15.	2.3.8	Остаточный битум	34
16.	2.3.9	Фракционный состав попутного газа	35
17.	2.5.1	Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.01.1963 г	43
18.	3.2.1.1	Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки мест- я Шубаркудук	47
19.	3.2.1.2	Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки Южного крыла	49
20.	3.2.1.3	Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки Северного крыла	52
21.	3.2.2.1	Основные показатели выработки запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963г	54
22.	3.2.2.2	Основные показатели выработки запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.2025г	54
23.	3.4.1.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	59
24.	3.4.2.1	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки по Южному крылу	61
25.	3.4.4.1	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	65
26.	3.5.1	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	67
27.	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	68
28.	3.5.3	Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам	69
29.	3.5.4	Ставки налога на добычу сырой нефти, включая газовый конденсат	69

№№ п/п	№№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
30.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	69
31.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	70
32.	3.5.7	Ставки налога на сверхприбыль	71
33.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по Южному полю. II вариант (рекомендуемый)	74
34.	4.1.2	Характеристика основных технологических показателей разработки по Южному полю. II вариант (рекомендуемый)	74
35.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Шубаркудук. Вариант II	76
36.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Шубаркудук. Вариант II	76
37.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Шубаркудук. Вариант II	77
38.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождения Шубаркудук. Вариант II	78
39.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Шубаркудук. Вариант II	78
40.	4.3.1	Сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН) по вариантам	79
41.	4.3.2	Выработка запасов нефти по состоянию на 01.01.2025г	79
42.	5.1.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Шубаркудук	81
43.	6.5.1	Допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей в зависимости от коллекторских свойств пласта	92
44.	7.1.1	Продолжительность цикла строительства скважин для вертикальных скважин	94
45.	7.1.2	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	95
46.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объема буровых работ по Южному полю. II вариант (рекомендуемый)	101
47.	9.1	Рекомендуемая программа исследовательских работ	107
48.	10.1.1	Метеорологические данные по наблюдениям метеостанции Темир	108
49.	10.1.2	Среднемесячная температура воздуха	108
50.	10.1.3	Влажность воздуха за 2024г.	108
51.	10.1.4	Атмосферное давление за 2024г	108
52.	10.1.5	Количество выпавших осадков за 2024г	108
53.	10.1.6	Дынные предоставлены по метеостанции Темир	108
54.	11.1	Рекомендуемые интервалы к опробованию	136
55.	11.2	Ориентировочные объемы добычи углеводородов за период испытаний в проектных скважинах	137
56.	11.3	Рекомендуемые интервалы к отбору керна	137
57.	11.4	Планируемый комплекс ГИС, ГТИ в проектируемых скважинах	138
58.	12.2.1	Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	145
59.	12.2.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Шубаркудук	145

## СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	16
2.	2.1.1	Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины	20
3.	2.1.2	Структурно – тектоническая схема месторождения Шубаркудук	22
4.	2.2.1	Гистограмма минералогической плотности	26
5.	2.2.2	Диаграмма распределения гранулометрических фракций	27
6.	3.2.1.1	Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки мест-я Шубаркудук	46
7.	3.2.1.2	Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки Южного крыла	49
8.	3.2.1.3	Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки Северного крыла	52
9.	6.3.1	Система сбора и транспортировки добываемой продукции для скважин с попутным газом	90
10.	10.1.1	Роза ветров	109
11.	11.1	Структурная карта по отражающему горизонту Т1. Северное поле	139
12.	11.2	Структурная карта по отражающему горизонту Т1. Северное поле	139

## ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.1	Технические данные по скважинам эксплуатационного фонда на 1/1-63г	147
2.	2.2	Отбивки стратиграфических границ	149
3.	2.3	Характеризующая химический состав вод нефтяных горизонтов месторождения	153
4.	4.1.1	Характеристика основного фонда по Южному полю. Вариант I	155
5.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по Южному полю. Вариант I	155
6.	4.1.3	Характеристика основного фонда по Южному полю. Вариант III	156
7.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по Южному полю. Вариант III	156
8.	4.2.1	Капитальные вложения по месторождению Шубаркудук. Вариант I	157
9.	4.2.2	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Шубаркудук. Вариант I	157
10.	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Шубаркудук. Вариант I	158
11.	4.2.4	Расчет чистой прибыли по месторождения Шубаркудук. Вариант I	158
12.	4.2.5	Расчет потоков денежной наличности месторождения Шубаркудук. Вариант I	159
13.	4.2.6	Капитальные вложения по месторождению Шубаркудук. Вариант III	159
14.	4.2.7	Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Шубаркудук. Вариант III	160
15.	4.2.8	Расчет эксплуатационных затрат месторождения Шубаркудук. Вариант III	161
16.	4.2.9	Расчет чистой прибыли по месторождения Шубаркудук. Вариант III	162
17.	4.2.10	Расчет потоков денежной наличности месторождения Шубаркудук. Вариант III	162

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	№№ прил.	Масштаб
1	2	3	5
1	Геологические профили по линии I-I', II-II', III-III', IV-IV', V-V'	1	1:5 000
2	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин пермотриасовых отложений Южного крыла	2	1:5 000
3	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин пермотриасовых отложений Северного крыла	3	1:10 000
4	Карта суммарных отборов, Южный крыло	4	1:5 000
5	Карта суммарных отборов, Северный крыло	5	1:10 000
6	Карта проектных и пробуренных скважин Южного крыла, 2 вариант	6	1:5 000

## РЕФЕРАТ

Работа состоит из Книги и Папки с графическими приложениями.

Текст содержит – 162 страниц, в т.ч. 59 таблиц, 12 рисунков и 17 табличных приложений;

Папка – 6 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ГАЗ, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ОЖИДАЕМАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЕКУЩИЙ КИН.

Объект исследования – система разработки месторождения Шубаркудук.

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

В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех пробуренных скважин. Даны сведения о коллекторских свойствах пород, свойствах нефти, газа и воды. Проведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки.

На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Шубаркудук.

## ВВЕДЕНИЕ

Поднятие Шубаркудук выявлено геологической съемкой и сейсмическими исследованиями в 1930-1931гг; согласно сейсмическим исследованиям МПВ, МОВ, МНРП 1930-1966гг. поднятие Шубаркудук представляет собой большую соляную антиклиналь, вытянутую с северо-востока на юго-запад; по надсолевым отложениям структура сбросами разделена на Северное, Западное и Южное крылья; геологическое строение солянокупольной структуры по надсолевым отложениям не изменилось.

Глубокое бурение начато в 1930г, нефтеносность по образцам пород установлена в 1931г.

Первые признаки нефти были получены при бурении скважины №10 на Южном крыле и в скважинах №№3, 6, 7, 12 на Северном крыле.

Промышленная нефтеносность пермотриасовых отложений установлена в 1932г: на Южном крыле – при опробовании скважины №109 (начальный суточный приток нефти составил 2,1 т/сут), на Северном крыле – при опробовании скважины №106 (дебит нефти 5,0 т/сут, воды – 1,27 т/сут); на Западном крыле по результатам бурения разведочных скважин пермотриасовые отложения непродуктивны.

В последующие годы нефтяные залежи на Северном и Южном крыльях месторождения были оконтурены и разбурены разведочным и эксплуатационным бурением; всего в пределах Западного, Северного и Южного крыльев месторождения пробурены 156 (64 - разведочных и 92 эксплуатационных) скважин.

В 1963г выполнен отчет «Подсчет запасов нефти месторождения Шубаркудук по состоянию на 01.01.1963г». Начальные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составили: геологические – 1870,7 тыс.т, извлекаемые – 467,6 тыс.т. Добыча нефти на дату составления подсчета составила 388,8 тыс.т.

В 2016г ТОО «АктюбНИГРИ» выполнило «Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук», где было предусмотрено проведение геохимической съемки, 3Д сейсмических работ, бурение 6 независимых скважин с проектными глубинами 400-500м по результатам планируемых сейморазведочных работ 3Д (Протокол ЦКРР РК №70 от 22.04.2016г, Письмо МЭ РК №№08-2-03-3478/И от 07.07.2016г).

В 2016г в соответствии с Контрактом за № 4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г ТОО «КазИнРусс-трейдинг» было предоставлено право на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Шубаркудук в Актюбинской области РК. Площадь горного отвода - 32,51 кв.км, глубина отвода - до подошвы надсолевых отложений. Срок действия контракта 6 лет – до 26.11.2022г.

Дополнением №1 за № 4689-УВС-МЭ от 25.12.2018г. к Контракту № 4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г внесены изменения в Рабочую программу.

Дополнением №2 за № 4741-УВС-МЭ от 01.07.2019г к Контракту № 4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г все права и обязанности по Контракту переходят от ТОО «КазИнРусс-трейдинг» к ТОО «RAMCO Oil Shubar» с момента подписания и регистрации в Компетентном органе Дополнения №2.

Согласно календарному плану, геологоразведочные работы планировались начать с 2016г, но по ряду причин эти работы не начаты. По этой причине ТОО «КазИнРусс-трейдинг» приняло решение внести изменение в ранее утвержденную программу геологоразведочных работ и подготовить новый проектный документ.

В 2018г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук, которым предусматривалось:

- в 2020г проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д в объеме 60 кв.км на месторождении Шубаркудук;

- в период 2018- 2021г бурение 6 независимых поисковых скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ (Протокол ЦКРР РК №2/3 от 5.10.2018г).

В 2021г согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук ...» ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трэйдинг Компани) проведены детальные сейсморазведочные работы по методу МОГТ 3Д с центрально-несимметричной системой наблюдения. Полевые работы были выполнены в период с 16 октября по 31 декабря 2021г. Общий объем работ составил 43 кв.км. или 32,5 кв. км. полнократной съемки. Количество отработанных ПВ – 34469.

В 2022г ТОО «PGD Services» выполнило обработку и интерпретацию полевых сейсмических материалов МОГТ 3Д. В результате интерпретации сейсморазведочных работ уточнено геологическое строение месторождения Шубаркудук и выполнены структурные построения по 4 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; T1 (предположительно триасового возраста Северного блока), III- подошва неокома.

В 2022г было выполнено «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» ТОО «SciRes» по договору № 09/21 от 07.12.2021г с ТОО «RAMCO Oil Shubar».

«Дополнение к Проекту разведочных работ ...» составлено в связи с необходимостью корректировки местоположения 6 проектных оценочных скважин SH-1,

SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д и переноса сроков бурения.

В 2024г (28.06.2024г) компания ТОО «АртНик Ойл» получила контракт на добычу нефти на месторождении Шубаркудук, расположенном в Темирском районе Актюбинской области, на основании протокола о результатах аукциона по представлению права недропользования №308239 МЭРК, сроком на 25 лет (до 2049г) с учетом подготовительного периода сроком на 3 (три) года, до 28.06.2027г.

В 8 октября 2024 года состоялось совещания по вопросу составления «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» для последующего рассмотрения на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан. (Протокол совещания №17-1-0/6807-вн от 07.11.2024г.).

**По результатам совещания принято решение:**

1. ТОО «АртНик Ойл» при составлении Проекта разработки месторождения Шубаркудук рекомендовать предусмотреть в разделе «Мероприятия по доразведке месторождения» работы, направленные на изучение перспективных структур, с целью обнаружения залежей углеводородов в контуре ресурсов категории С3 месторождения Шубаркудук, оцененных по результатам интерпретации материалов сейсморазведочных работ 2021-2022гг.

2. После составления Проекта разработки месторождения Шубаркудук внести его в установленном законодательством порядке на Государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки в сфере недропользования по углеводородам.

3. По результатам проведенных работ по доразведке месторождения и при получении достаточных данных ТОО «АртНик Ойл» следует провести переоценку запасов месторождения Шубаркудук с утверждением их на ГКЗ РК и постановкой на государственный баланс.

4. После получения положительного заключения государственной экспертизы недр на новые запасы углеводородов подготовить «Дополнение к проекту разработки месторождения Шубаркудук» с целью вовлечения новых запасов в разработку и представить его в установленном законодательством порядке на Государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки в сфере недропользования по углеводородам.

На дату составления данного проекта недропользователем представлены только материалы отчета «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Шубаркудук

Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», составленный объединением «Казахстаннефть» по состоянию на 01.01.1963г.

По месторождению не имеются в наличии проекты разработки, отчеты по анализу разработки и другие данные для сопоставления проектных и фактических показателей разработки и анализа эффективности принятой системы разработки.

В ходе выполнения работы недропользователем были получены часть исторических материалов – по ликвидации скважин, эксплуатационные карточки за период 1963-1991гг, каротажные материалы).

При составлении данного проекта были использованы сведения из отчета «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Шубаркудук» (1963г).

Отчет «Проект разработки месторождения Шубаркудук» составлен на дату 01.01.2025г ТОО «Timal Consulting Group» в рамках Договора №ТСГ - 04 от 04.03.2025г с ТОО «АртНик Ойл». В отчете использованы фактические материалы компании ТОО «АртНик Ойл».

Авторы проекта выражают благодарность сотрудникам ТОО «АртНик Ойл» за сотрудничество при выполнении работы.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Шубаркудук расположено в восточной бортовой части Прикаспийской впадины. По административному делению месторождения Шубаркудук расположено в Темирском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Областной центр г. Актобе находится на расстоянии 150 км, от района проведения работ (Рис. 1.1).

Площадь горного отвода - 32,50 кв. км, глубина отвода – до подошвы надсолевых отложений.

В орографическом отношении площадь представляет собой равнину, пересечённую небольшими реками (главным образом пересыхающими), сухими руслами и оврагами.

Крупный населенный пункт, расположенный на территории участка исследований – поселок Шубаркудук, где находится железнодорожная станция Шубаркудук, а также поселок Жаксымай и промысел Шубаркудук. В поселках развита дорожная сеть, имеются инженерные коммуникации, объекты жизнедеятельности, промышленные объекты и др. Участок пересекает железная дорога Астана-Атырау. На станции Жаксымай находится база производственно-технического снабжения и нефтеналивные эстакады.

Гидрографическая сеть развита слабо. Источников пресной воды не имеется. Для питьевых нужд будет использоваться привозная пресная вода со ст. Жаксымай. Для технических нужд также предполагается использовать привозную техническую воду.

Климат района резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой, с резкими суточными и годовыми колебаниями температур. Зимой, в январе и феврале, температура опускается до  $-30-40$  °С летом поднимается до  $+30$  °С ( $+40$  °С). Район характеризуется частыми ветрами северо-западного направления, северо-восточного направления, 6-7 м/с. Снежный покров не превышает 12-20 см, обычно он ложится в ноябре и сходит в марте. Продолжительность отопительного сезона 197 дней.

Растительность района в связи с суровыми климатическими условиями бедна. Растительность типичная для зоны сухих степей: типчак, ковыль, полынь и др.



Рис. 1.1 – Обзорная карта

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 1963 г. произведен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963 г. Начальные запасы нефти по категории С1 составили: геологические - 1870,7 тыс.т; извлекаемые – 467,6тыс.т.

На дату отчета Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории С1 в количестве: геологические – 1459 тыс.т и извлекаемые – 11 тыс. т.

В 2016г. ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен «Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук», где было предусмотрено проведение геохимической съемки, 3Д сейсмических работ, бурение 6 независимых скважин с проектными глубинами 400-500 м по результатам планируемых сейсморазведочных работ 3Д (Протокол ЦКРР РК №70 от 22.04.2016 г, Письмо МЭ РК №08-2-03-3478/И от 07.07.2016 г).

В 2018 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук согласно контракта №4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г». (Протокол ЦКРР РК №2/3 от 5.10.2018г)

В 2021 году согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук ...» ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трейдинг Компани) проведены детальные сейсморазведочные работы по методу МОГТ 3Д с центрально-несимметричной системой наблюдения. Полевые работы были выполнены в период с 16 октября по 31 декабря 2021 года. Общий объем работ составил 43 кв.км. или 32,5 кв.км. полнократной съемки. Количество обработанных ПВ – 34469.

В 2022 году ТОО «SciRes» выполнен «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук», но не был согласован на ЦКРР РК ввиду завершения периода разведки.

ТОО «АртНик Ойл» является обладателем контракта на недропользования №5350 УВС-МЭ от 28.06.2024г. на добычу месторождения нефти Шубаркудук, расположенного в Темирском районе Актюбинской области, по результатам аукциона от 31.05.2024г №308239 МЭ.РК сроком на 25 лет (до 2049 года) с учетом подготовительного периода сроком на 3 (три) года, до 28.06.2027г.

На дату настоящего проекта на месторождение пробуренный 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных. На дату отчета сколько скважин в балансе у недропользователя ТОО «АртНик Ойл» находятся 86 скважин.

В целом, месторождение изучено по 167 анализов нефти.

С отбором керна пробурены 18 скважин: 15 скважин на Южном поле: №№38, 140, 141, 205, 247, 248, 253, 267, 269а, 270, 283, 285, 291, 371, 373 и 3 скважин на Северном поле:

№№42, 52, 63. Общая проходка с отбором керна на месторождении составила 92,4 м, вынос керна – 100%.

## 2.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождения Шубаркудук принимают участие отложения от кунгурских до четвертичных включительно.

Геологический разрез представлен надсолевым комплексом отложений от кунгурских до четвертичных включительно (табл. 2.1.1).

Таблица 2.1.1 - Литолого-стратиграфическая характеристика разреза месторождения

Группа	Система	Отдел	Ярус	Индекс	Толщина, м	Литологическое описание	
Кайнозойская, KZ	Четвертичная			Q	5	представлены желто-бурыми рыхлыми разномерными песками с прослоями желтых глин и суглинков.	
Мезозойская, MZ	Меловая	Верхний	Сеноманский	K2s	не установлена	представлен рыхлыми желтыми, серыми и охристыми среднезернистыми и мелкозернистыми слюдястыми косослоистыми песками с редкими прослоями голубовато-серых песчаных глин и бурых железистых песчаников.	
		Нижний	Альб	K1al	30-40	представлены переслаиванием голубовато - серой, темно-серой песчаной глины с песком серовато-желтым, охристо-желтым и желто-зеленоватым, мелкозернистым, рыхлым, слюдястым. Вверху преобладают светло-серые мелкозернистые пески.	
			Апт	K1a	50-60	тонкие и тончайшие прослойки пепельно-серого, зеленоватого и охристого тонкозернистого глинистого слюдястого песка. Встречаются прослои бурого железистого песчаника и включения глинистого бурого железняка.	
			Неоком	верхний неоком-K1ne		около 60	представлены в нижней части толщей серых и голубовато-серых песков, переслаивающихся с глинами светло-серыми, песчанистыми и крепкими песчаниками.
				Нижний неоком-K1ne		50-80	представлен зеленовато-серыми и голубовато-серыми гипсоносными песчаными, иногда пластичными, глинами с прослоями и прослойками зеленовато-серого мелко- и тонкозернистого глинистого слюдястого песчаника.
	Юрская	Верхний		J3	до 6	представлены голубовато-серыми плотными известковистыми глинами с тонкими прослоями зеленовато-серых глинистых песков и обильными включениями гальки и фосфоритовых желваков.	
		Средний		J2	85-250	отложения состоят из коричневатых-серых, темно-серых и голубовато-серых плотных песчаных глин с прослойками серых и зеленовато-серых мелкозернистых песков и редкими прослоями серых плотных песчаников.	
		Нижний		J1	55-60	песчаники, пески серые, светло-серые с зеленоватым оттенком, разномерные, часто грубозернистые с примесью галек и гравия, с прослоями глин	

Группа	Система	Отдел	Ярус	Индекс	Толщина, м	Литологическое описание
Палеозой, PZ	Пермтриасовая			PT	50-75	залегают пачка зеленовато-серых мелкозернистых песков и песчаников, чередующихся с черными глинами и с глинами такого же цвета как пески и песчаники.
	Пермская	Верхний	татарский	Верхне-татарский	850-1134	сложен песчано-глинистыми отложениями, которые по преобладанию в разрезе тех или иных литологических разностей могут быть подразделены на две толщи – песчано-глинистую и глинистую.
				Нижне-татарский	достигает 1100	представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами, обогащенными ангидритом, с прослоями гравелитов и известняков.
		Казанский	P <sub>2</sub> kz	200-825	представлен известковыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и ангидритами с редкими прослоями маломощных известняков.	
			Уфимский	P <sub>2</sub> u	120-284	представлен сульфатно-терригенными толщами, сложенными преимущественно ангидритами белыми и розовато-белыми, в различной степени глинистыми, песчаниками, алевролитами и соленосными толщами.
				Кунгур	P <sub>1</sub> kg	5-15

### 2.1.1 Тектоника

По тектоническому районированию исследуемый район располагается в юго-восточной части Астраханско-Актюбинской системы выступов фундамента.

Месторождение Шубаркудук представляет собой солянокупольную структуру почти широтного простирания, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Соляной купол Шубаркудука перешейками соединяется на северо-востоке с соляным ядром Калмак-Кырган, а на юго-западе – с Чиили. Поверхность соляного ядра залегает на глубинах 350 м, круто погружаясь на север и юг под углом 45-50°. Наиболее высокой части соляного штока соответствует выход на поверхность юрских отложений (рис.2.1.1).

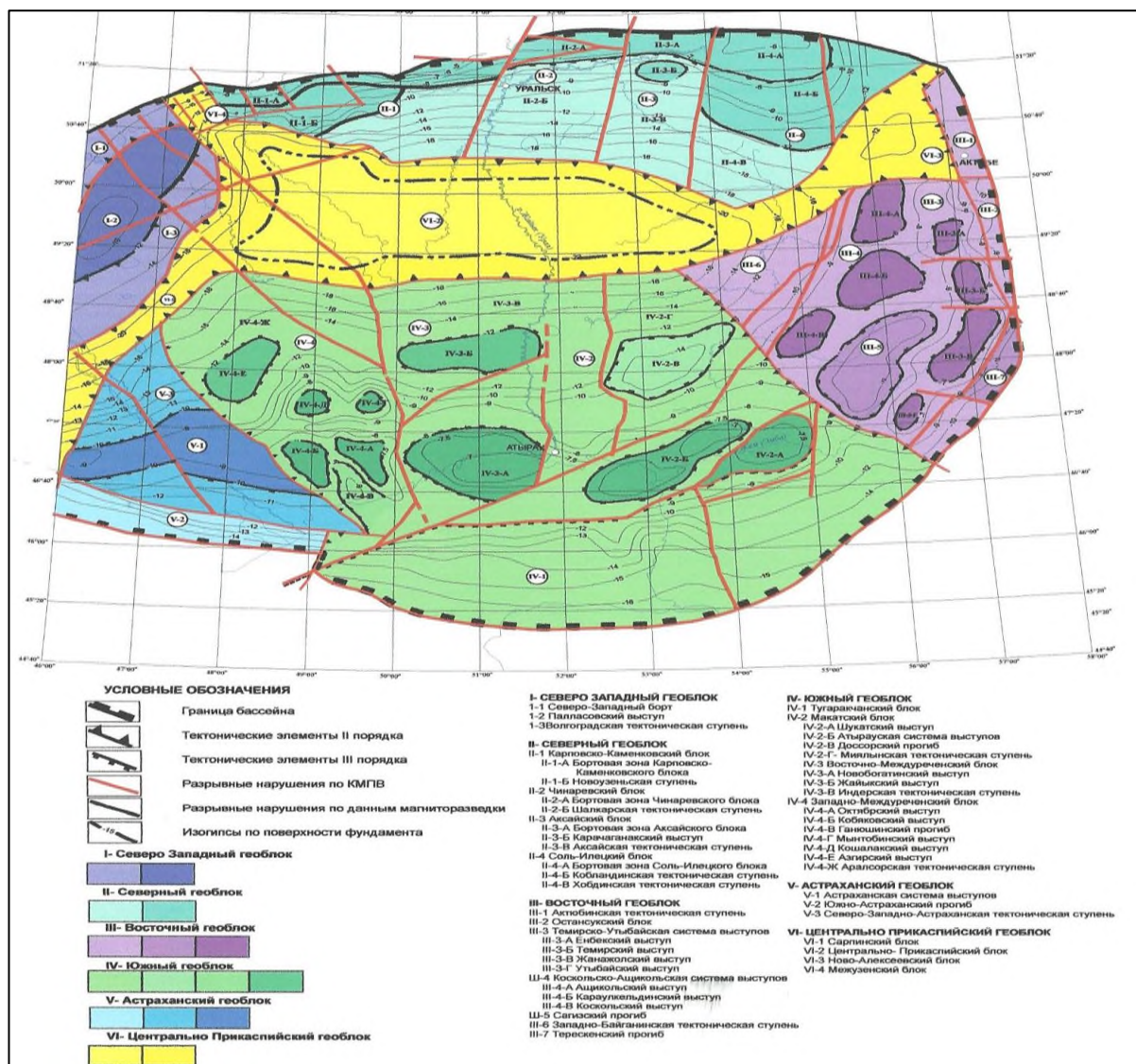


Рис. 2.1.1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины

Надсолевые отложения разбиты двумя основными сбросами  $f_1$  и  $f_2$ .

Сброс  $f_1$  имеет меридиональное простирание. В северном и южном направлении он затухает. По линии этого сброса неокомские отложения восточной части купола контактируют с породами аптского яруса западной опущенной части (или западное крыло), протягивающимися в юго-западном направлении к куполу Чилии. В южном и северном направлениях вследствие погружения пород появляются альбские слои, которые далее на север опять сменяются аптом. Амплитуда сброса свыше 40 м (рис.2.1.2).

Сбросом  $f_2$  восточная часть купола разделяется на северное и южное крылья. Сброс  $f_2$  имеет простирание с юга-запада на северо-восток. Амплитуда сброса доходит до 130м.

Северное крыло является опущенным по отношению к южному. С поверхности крыло сложено аптскими отложениями, очень пологопадающими на север и сливающимися с аптом куполов Кейкебас и Калмык-Карган. На северном крыле отложения апта, некома и юры залегают почти горизонтально и пластуется согласно.

Северное крыло поперечным сбросом  $f_3$  разделяется на два поля: западное и восточное. Приподнятым полем является восточное. Сброс падает на запад под углом 45-55°. Амплитуда сброса по подошве нижней юры 35м. Промышленная нефтеносность здесь установлена в отложениях пермотриаса и представлена в виде небольших линз.

Южное крыло приурочено к южному склону соляного ядра и является приподнятым по отношению к северному. В сводовой части южное крыло сложено юрскими отложениями, последовательно сменяющимися в южном и юго-восточном направлениях неокомом, аптом, альбом и сеноманом. Простираение пород южного крыла СВ-ЮЗ с падением на юго-восток под углом 3-4°.

Неокомское поле южного крыла осложнено двумя небольшими сбросами  $f_4$  и  $f_5$ , образующими клинообразный грабен, сложенный аптскими породами. Эти сбросы установлены по материалам крелиусного бурения. Сброс  $f_4$  протягивается от юрского поля в юго-западном направлении до меридионального сброса  $f_1$ . Амплитуда сброса возрастает от 10 м на северо-востоке до 70м в юго-западном направлении.

Сброс  $f_5$  со сбросом  $f_2$  образуют горст, сложенный с поверхности отложениями юры и неокома. Амплитуда его 30м, простираение СВ-ЮЗ. Пермьотриасовые отложения на южном крыле имеют угол падения 30°.

Мезозойские отложения ложатся на пермьотриасовые с несогласием. Структура по неокомским отложениям представлена в виде моноклинали с падением пород к юго-востоку.

Структура по пермьотриасовым отложениям представляет собой два самостоятельных поднятия (северное и южное), разобщенные между собой сбросом. Амплитуда сброса по подошве нижней юры 15-20м. Нефтеносными являются отложения пермьотриаса, как на северном, так и на южном поднятиях южного крыла

В 1987-1989 годах Турланской ГФЭ проведены сейсморазведочные работы МОГТ и ОГП МПВ.

По результатам работ по теме «Отчет о результатах поисковых работ МОГТ и ОГП МПВ на площади Восточно-Прикаспийского свода фундамента востока Прикаспийской впадины за 1987-1989 гг» (Гилязов Ф.А.) изучено геологическое строение осадочного чехла восточной прибортовой части Прикаспийской впадины.

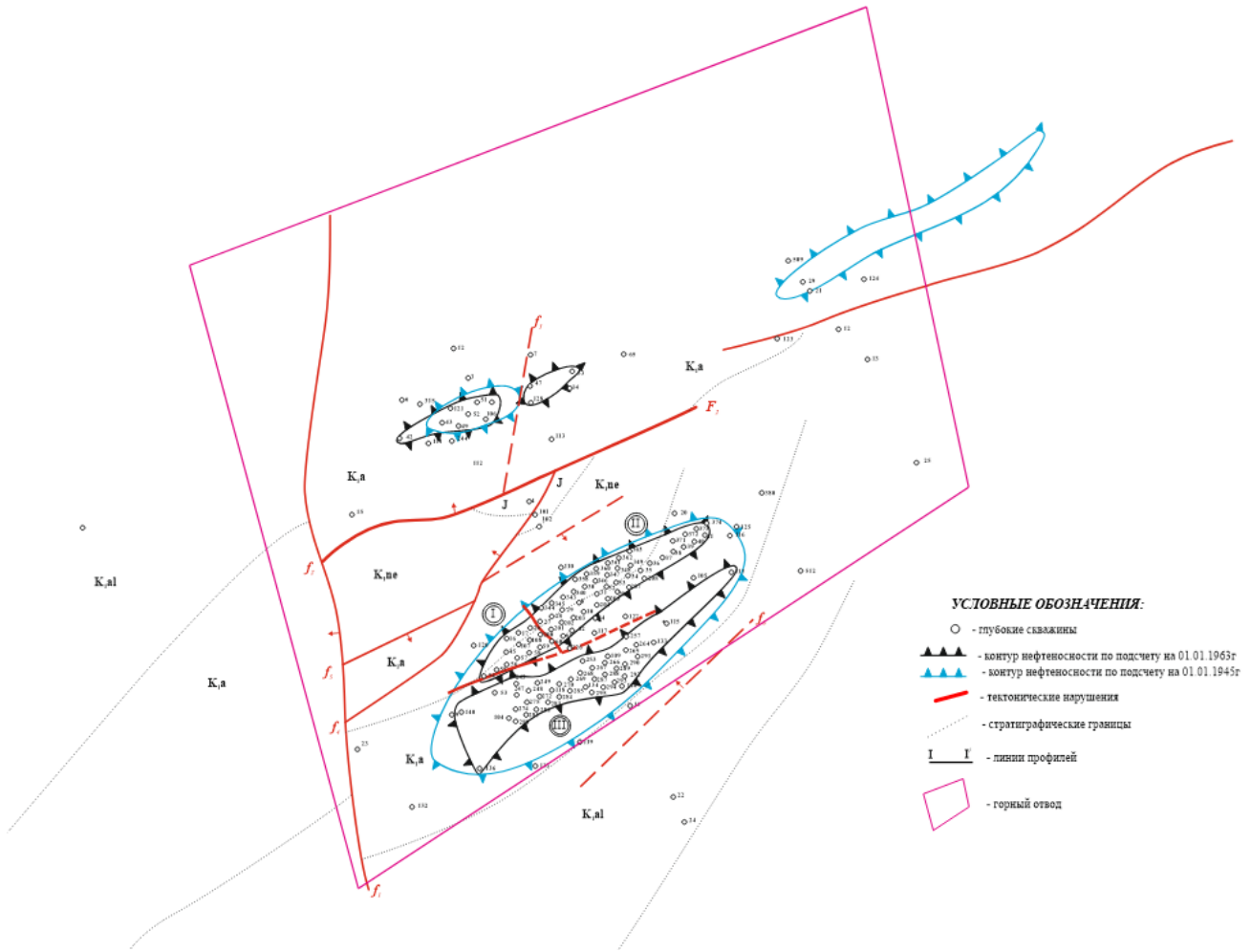


Рис.2.1.2 – Структурно – тектоническая схема месторождения Шубаркудук

### **2.1.2 Нефтегазоносность**

Поисковое бурение начато в 1930 г. Месторождение открыто в 1931 г.

На площади структуры Шубаркудук выявлено несколько нефтяных залежей: на северном участке две залежи – на западном и восточном полях, а на южном участке – три залежи – на I, II и III полях. Площади каждой из них колеблются от 8,4 до 81,6 га.

Первые признаки нефти были получены при бурении скважины №10 на южном крыле и в скважинах №№3, 6, 7 и 12 на северном крыле. Промышленная нефтеносность пермотриасовых отложений установлена в 1932 году; на южном крыле при опробовании скважины №109 и на северном крыле при опробовании скважина №106.

В последующие годы нефтяные залежи на северном и южном крыльях были оконтурены и разбурены разведочным и эксплуатационным бурением.

Ниже остановимся на характеристике нефтяных залежей по крыльям структуры.

#### **Южное крыло**

Надсолевые отложения южного крыла имеют два этажа. Первый этаж отложений включает в себя отложения юры и мела. Ко второму этажу относятся отложения пермотриаса.

Структуру отложения верхнего этажа характеризует структурная карта, построенная по подошве отложений верхнего неокома. Согласно построенной карте структура южного крыла в районе разрабатываемой залежи представляет собой моноклинал. Падение пород с северо-запада на юго-восток.

По кровле пермотриасовых отложений - 2-й этаж структура южного крыла представляется в виде двух обособленных локальных поднятий, разобценных между собой, сбросом. Нефтяные залежи, вскрытые в отложениях пермотриаса приурочены к вершинам этих поднятий. Тип залежи сводовый, литологический и представлен в виде отдельных песчаных линз в глинистых отложениях.

Промышленная нефтеносность пермотриасовой залежи на южном крыле, впервые установлена в 1932 г. при опробовании скважины №109 в интервале 393-482м. Начальный суточный приток составил нефти 2,1 тн без воды.

В целом горизонт вскрыт 107 скважинами, из них 15 скважин вскрыли водоносную зону. Опробование проведено в 87 скважинах. Из них 75 скважин находились в эксплуатации, а в остальных скважинах были получены непромышленные притоки нефти или чистая вода.

Начальные суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 10,0 тн нефти. Скважины вступали в эксплуатацию, в основном, безводными, а через 1-6 месяцев начинали давать вместе с нефтью воду.

Глубина залегания горизонта в нефтяной части колеблется от 335 до 440м. Эффективная нефтенасыщенная мощность по скважинам изменяется от 1,8 до 22 м.

### **Северное крыло**

На северном крыле нефтеносность установлена на западном и восточном полях. Строение нефтяных залежей северного крыла характеризуют структурная карта, построенная по кровле пермотриасовых отложений и геологические профили. Падение пород с северо-запада на юго-восток. Угол падения пород 2-3°.

Нефтеносными являются отложения пермотриаса. Нефтяная залежь представлена рядом песчаных линз, насыщенных нефтью. Как видно на профиле NY на западном поле нефтеносными являются верхние слои пермотриаса (верхняя красноцветная пачка). На восточном поле нефтеносны нижние слои пермотриаса (песчано-глинистая пачка).

Промышленная нефтеносность горизонта установлена в 1932 году при опробовании скважины №106, давшей из интервала 341-369м 5 тн.нефти и 1,27 тн. воды в сутки.

В последующие годы горизонт опробован 11 скважин, из них в эксплуатации пребывали 10 скважин. В скважине №315 был получен приток воды.

Начальные суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 6,0 тн нефти и от нуля до 1,27 тн воды. Глубина залегания горизонта колеблется от 300,5 до 421,5 метров.

Нефтенасыщенная мощность горизонта по скважинам колеблется от 4 до 7 метров.

По условиям залегания нефтяные залежи по типу относятся к пластовой, сводовой, с ярко выраженными элементами литологического экранирования. В целом залежь имеет сложную форму из-за зонального распределения коллекторов.

В юрских отложениях разведочными работами промышленных скоплений нефти не установлено.

Площадь нефтеносности согласно выше указанной границе составляет для в западного поля 179377 кв.м, для восточного поля 84249 кв.м.

## 2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

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

### *Результаты анализов кернa.*

На месторождении по состоянию на 01.01.2025г с отбором кернa пробурено 18 скважин: 15 скважин на Южном поле: №№38, 140, 141, 205, 247, 248, 253, 267, 269а, 270, 283, 285, 291, 371, 373 и 3 скважин на Северном поле: №№42, 52, 63. Общая проходка с отбором кернa на месторождении составила 92,4 м, вынос кернa – 100%.

Петрофизические исследования образцов кернa проведены во всех скважинах, пробуренных с выносом кернa. Общее число образцов, отобранных для лабораторного анализа – 43 единицы. Сведения по отбору кернa по скважинам месторождения приведена в таблице 2.2.1.

**Таблица 2.2.1- Сведения об отборе кернa месторождения Шубаркудук**

№ скв.	Забой, м	Общая проходка с отбором кернa			Всего проанализированных образцов	Количество кондиционных образцов
		Проходка, м	Вынос кернa			
<i>Южное поле</i>						
38	434	12,5	12,5	100	6	6
140	-	2,2	2,2	100	2	2
141	-	4,3	4,3	100	5	5
205	-	3	3	100	1	1
247	385	5,1	5,1	100	6	6
248	385	4,5	4,5	100	2	2
253	-	13,9	13,9	100	6	6
267	405	3,5	3,5	100	1	1
269а	420	6	6	100	1	1
270	-	1	1	100	1	1
283	383	1	1	100	1	1
285	-	1	1	100	1	1
291	-	3	3	100	1	1
371	484	9,5	9,5	100	4	4
373	439	6	6	100	2	2
<i>Северное поле</i>						
42	454	7,9	7,9	100	1	1
52	379	2	2	100	1	1
63	-	6	6	100	1	1
<b>Всего по месторождению:</b>		<b>92,4</b>	<b>92,4</b>	<b>100</b>	<b>43</b>	<b>43</b>

На образцах кернa выполнен комплекс исследований по определению открытой пористости, проницаемости, карбонатности, изучен гранулометрический состав.

Список исследований, проведенных на керне изучаемого месторождения, представлен в таблице 2.2.2.

**Таблица 2.2.2 - Комплекс лабораторных исследований и количество определений**

Виды исследований	Скважины	Количество образцов	Организация, выполнившая анализы
Стандартные исследования			
Описание керна, м		92,4	ЦНИЛ Объединения «Казахстаннефть»
Пористость, обр.	№№38, 42, 53, 63, 140, 141, 205,	43	
Проницаемость, обр.	247, 248, 253, 267, 269а, 270,	15	
Фракционный состав, обр.	283, 285, 291, 371, 373	41	
Карбонатность, обр.		40	

Изучение поднятого керна на пористость производилось в лаборатории физики пласта ЦНИЛа Объединения «Казахстаннефть».

Проницаемость коллекторов, по данным лабораторного анализа керна, отобранного по 14 интервалам восьми скважин Южного участка и по одному интервалу скважины №43 Северного участка, колеблется от 12 до 211 мД, составляя в среднем 76,1 мД.

Открытая пористость методом Преображенского определена по 40 образцам, отобранным из 15 скважин, расположенных на Южном участке и по 3 образцам из 3 скважин, расположенных на Северном участке. Количество определений на одну скважину колеблется от 1 до 6. По отдельным из них пористость колеблется от 16,5 до 33,5%, составляя среднее значение для Южного участка равное 26,1% и для Северного – 23,2%. Ввиду отсутствия сведений о величине выноса керна средние значения пористости как по скважинам, так и в целом по горизонтам определены по среднеарифметическому способу.

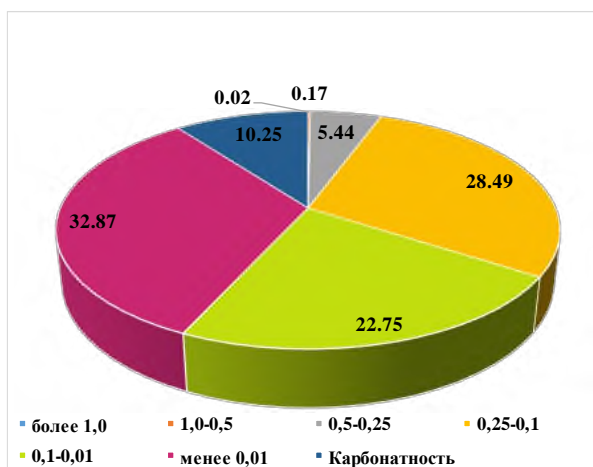
По результатам определения *минеральной плотности*, среднее значение  $\rho_z$  для пород по 26 определениям меняется от 2,51 до 2,73 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 2,63 г/см<sup>3</sup> (рис. 2.2.1).

**Рис. 2.2.1 - Гистограмма минералогической плотности**

*Диаграмма распределения гранулометрических фракций.*

Гранулометрический анализ выполнен на образцах керна Южного поля из скважин №№38, 140, 141, 205, 247, 248, 253, 267, 269а, 270, 273, 283, 285, 291, 371, 373 и из скважин Северного поля №№42, 53, 63 (рис. 2.2.2).

Диаграмма распределения гранулометрических фракций показывает, что в пермтриасе преобладают средне- и тонкозернистые коллектора. Содержание глинистой (пелитовой) фракции составляет в среднем 32,87%.



**Рис. 2.2.2 - Диаграмма распределения гранулометрических фракций**

*Литолого-петрографическая характеристика пород.*

Породы, слагающие продуктивный разрез, представлены песками и песчаниками, тип коллектора – поровый.

Коллектор по описанию керна представлен мелко-средне-крупнозернистыми песками и песчаниками. Пески глинистые, рыхлые, слегка сцементированные, слегка уплотненные, нефтяные. Песчаники мелкозернистые, слегка сцементированные, нефтяные.

### ***Результаты анализов геофизических исследований скважин. Виды и объемы ГИС.***

Бурение разведочных и эксплуатационных скважин производилось в начале 1930х годов, когда на Эмбенских месторождениях впервые внедрялись электрометрические работы. В связи с этим имеющиеся материалы разрознены: каротажные диаграммы записаны многочисленными типами и размерами зондов, масштаб глубин для записи также не един.

В целом, учитывая то, что скважины бурились в 1930х годах и промыслово-геофизические исследования только начинали осваиваться, проведенный объем геофизических исследований очень скуден: из 156 имеющихся скважин базовый метод радиоактивного каротажа ГК проведен в 16 скважинах, кавернометрия (КВ) – в 2 скважинах, а методом НГК разрез и вовсе не изучен. Электрокаротаж проведен в 114 скважинах, что составляет около 90% от общего фонда пробуренных скважин. При этом электрометрические исследования проводились чаще всего одним из зондов КС (В80А5М – потенциал-зонд, В5А30М – кровельный градиент-зонд, М25А5В – подошвенный

градиентт-зонд); экспериментальное боковое каротажное зондирование градиент- и потенциал-зондами (БКЗ) проведено всего в 8 скважинах месторождения.

Более полный объем исследований на месторождении позволил бы не только с меньшей долей ошибок выявить наличие потенциального нефтеносного коллектора, но и провести литологическое расчленение изучаемого разреза. С имеющимся комплексом ГИС сделать это затруднительно.

При бурении скважин проводилась инклинометрия. В процессе заканчивания скважин проводилось определение высоты подъема цемента с помощью термометра. Для определения притока и затрубной циркуляции жидкости применялся термометр и гамма-каротаж.

Надсолевые отложения Южного крыла имеют два этажа: первый этаж отложений включает в себя отложения юры и мела, ко второму этажу относятся отложения пермтриаса.

Глубина залегания нефтеносных горизонтов пермтриаса колеблется от 335 до 440м. Литологически горизонт представлен разнотонкозернистым песком, иногда с прослоями мелко- и тонкозернистого песчаника и глин. На электрокаротажных диаграммах горизонт представляет собой переслаивание песчаных и глинистых прослоев. Кажущиеся сопротивления нефтяных пластов колеблется от 2,6 до 117 Ом. Определение эффективной нефтенасыщенной мощности производилось по диаграммам электрического каротажа, представленных в масштабе 1:200. Были случаи, когда данный масштаб записи отсутствовал и эффективная нефтенасыщенная мощность определялась по диаграммам с масштабами записи 1:500 и 1:1000.

На Северном крыле нефтеносность установлена на западном и восточном полях. Нефтеносными являются отложения пермтриаса. Нефтяная залежь представлена ядом песчаных линз. Литологически горизонт представлен тонко- и мелкозернистым песком с прослоями песчаника и глин.

По электрокаротажу горизонт представляет переслаиванием песчаных прослоев различной мощности с глинами. Кажущееся электрическое сопротивление нефтенасыщенных пластов изменяется от 2,8 до 15,5 Ом. Эффективная нефтенасыщенная толщина, также как и на южном крыле, определялась по данным электрического каротажа, опробованию и керну.

Как отмечают авторы отчета по подсчету запасов 1963г, при определении эффективной мощности имелся ряд трудностей, связанных с тем, что на каротажных диаграммах в разрезе пермтриасовых отложений помимо промышленно-нефтеносных интервалов, встречаются интервалы повышенных сопротивлений, насыщенные

непромышленной нефтью. По данным керна, такие интервалы представлены вакированными песками или водоносными песками с низкой нефтенасыщенностью тяжелой нефти. Кроме того, на повышение кажущегося сопротивления оказывает влияние фильтрат глинистого раствора, т.к. бурение скважин велось на пресном и слабо минерализованном растворе. Поэтому при выборке эффективной нефтенасыщенной мощности помимо данных электрокаротажа был использован поднятый керн и результаты опробования скважин.

Коэффициент нефтенасыщенности коллектора был вычислен двумя способами:

1. С помощью зависимости УЭС нефтеносного коллектора от содержания в нем воды
2. С помощью зависимости между проницаемостью ( $K_{пр}$ ) и его водонасыщенностью.

В отчете 1963г отмечается, что в виду очень малого количества БКЗ на месторождении (проведен в восьми скважинах), для оценки истинного сопротивления пласта по данным одного градиент-зонда, использовался поправочный коэффициент. При этом пористость пласта принималась по данным керна, а проницаемость вычислялась по промысловым данным.

Принимая во внимание ограниченный комплекс геофизических исследований в скважинах месторождения и отсутствие характеристики коллекторских свойств продуктивных пластов по данным ГИС (в частности пористости), статистика в таблице 2.2.5 не приводится.

Для определения характера поведения пород-коллекторов проведен статистический анализ эффективных толщин по горизонтам. Результаты обобщенных значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин горизонтов/пластов и объектов представлены в таблице 2.2.3.

**Таблица 2.2.3 - Характеристика толщин горизонтов, объектов**

Толщина	Крыло	Южный	Север
	Наименование	Пермотрнас	
Нефтенасыщенная	Средняя, м	9.7	5.7
	Коэффициент вариации	0,470	0,554
	Интервал изменения, м	1.8-22.5	4-7

Для уточнения характеристики слоистости пласта и степени его прерывистости проанализированы статистические показатели, характеризующие неоднородность. Полученные показатели неоднородности нефтяных горизонтов/пластов и объектов продуктивного разреза приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

Объект	Кол-во скв	Коэффициент песчаности			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	интервал изменения	Коэфф. вариации	среднее значение	интервал изменения	Коэфф. вариации
Пермотриас	<b>Южный</b>						
	90	-	-	-	7.77	1-18	0.622
	<b>Север</b>						
	8	-	-	-	4.75	3-8	0.745

Результаты оценки коллекторских свойств по участкам приведены в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности объектов разработки

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, д. ед.	Нефтенасыщенность, д. ед.
1	2	3	4	5
<b>Южное поле</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	9	15	
	Количество определений	14	40	
	Среднее значение	0,082	0,255	
	Интервал изменения	0,012-0,211	0,165-0,335	
	Коэффициент вариации	0,74	0,168	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин			
	Количество определений			
	Среднее значение			
	Интервал изменения			
	Коэффициент вариации			
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
<b>Северное поле</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	3	
	Количество определений	1	3	
	Среднее значение	0,208	0,282	
	Интервал изменения	-	0,241-0,319	
	Коэффициент вариации	0	0,102	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин			
	Количество определений			
	Среднее значение			
	Интервал изменения			
	Коэффициент вариации			
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-

Ниже описаны литологические, емкостные фильтрационные характеристики, характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов, показатели характеристик неоднородности пласта продуктивных горизонтов согласно вышеуказанным таблицам.

*Южное поле.*

*Горизонт* представлен средне-мелкозернистым, рыхлым, слабо уплотненным нефтяным песком и слегка сцементированным, слабо карбонатным, мелкозернистым песчаником.

Коллекторские свойства изучены по 40 образцам керна, отобранным из 9 скважин. Средняя пористость составляет 0,255 д. ед., диапазон изменения 0,165-0,335 д. ед. Проницаемость (14 определений) изменяется от 0,012 до 0,211 мкм<sup>2</sup>, в среднем составляя 0,082 мкм<sup>2</sup>.

Гидродинамические исследования по скважинам не проводились.

*Северное поле.*

*Горизонт* представлен тонкозернистым, слегка сцементированным песчаником и песком тонко и мелкозернистым, рыхлым, глинистым.

Коллекторские свойства изучены по 3 образцам керна, отобранным из 3 скважин. Средняя пористость составляет 0,282 д. ед., диапазон изменения 0,241-0,319 д. ед. Проницаемость (одно определение) – 0,208 мкм<sup>2</sup>.

Гидродинамические исследования по скважинам не проводились.

В таблице 2.2.6 приведены статистические ряды распределения проницаемости горизонтов.

**Таблица 2.2.6 - Статистические ряды распределения проницаемости горизонтов**

Горизонт	По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Число случаев
Южное поле	10-100	10
	100-1000	4
	<b>Всего</b>	<b>14</b>
Северное поле	100-1000	1
	<b>Всего</b>	<b>1</b>

### 2.3 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

Изучением физико-химической характеристики, добываемой на месторождении Шубаркудук нефти, занимался ЦНИЛ объединения «Казахстан-нефть».

В порядке контроля пробы нефти отправляются потребителю Шубаркудукской нефти.

В основу товарной классификации нефти объединения "Казахстан-нефть" положен ГОСТ 912/41.

Утверждение сортности той или иной нефти производится в ЦИАТИМе по представлению результатов исследования нефтей ЦНИЛом ОКН и заводом, занимающимся переработкой эмбенских нефтей.

За тридцатилетний период разработки месторождения Шубаркудук произведено 167 анализов нефти.

В таблице № 2.3.1 приведены средние показатели физико-химической характеристики нефти по разрабатываемому горизонту и указаны товарные качества, получаемые из-за важнейших продуктов.

#### 2.3.1 Шубаркудукская нефть

Таблица 2.3.1 - Общее исследование нефти

Нефтеносный горизонт	Уд.вес $\alpha_4^{20}$	вязкость		Тем-ра застыв., °С	Серы, %	Смолы сернокислотные, %	Смолы силикагелевые, %	Асфальтены, %	Коксующесть, %	Парафин, %	Кислот. число, мг/л	Потенциальный выход фракций в вес. %			
		$\sqrt{20}^{\circ}\text{C}$ , с. ст	$\sqrt{50}^{\circ}\text{C}$ , с. ст									до 150 °С	до 200 °С	до 250 °С	до 300 °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пермотриасовый	0,910	190,0	56,0	Ниже -19	0,6	52	-	1,1	4,0	1,5	0,2	4,7	9,1	14,0	31,4

Из таблицы видно, что нефть, добываемая на Шубаркудуке тяжелая, среднего удельного веса 0,9100, высоковязкая, низкозастывающая, сернистая, высокосмолистая. С большим содержанием кокса, асфальтенов и парафина. При разгонке до 300<sup>0</sup>С имеет выход светлых фракции 31.4%.

В таблице №2.3.2 приводим качество и выход бензина.

Таблица 2.3.2 - Бензин

Фракции, °С	Выход, %	Октановое число	Сера, %
НК-150	4,7	не опр.	не опр.
150-200	4,4	не опр.	не опр.

Из таблицы видно, что из нефти месторождения Шубаркудук можно получать автобензин в количестве 9,1% на нефть. В том числе легкого бензина 4,7%.

В таблице №2.3.3 приводим качество и выход керосина.

**Таблица 2.3.3 - Керосин**

Выход на нефть, %	Октановое число	Сера, %
10,0	не опр.	не опр.

Как видно, что из Шубаркудукской нефти можно получать до 10% осветительного керосина.

В таблице №2.3.4 приводим выход и качество дизельного топлива.

**Таблица 2.3.4 - Дизельное топливо**

Выход на нефть, %	Дизельный индекс	Удельный вес $\alpha_4^{20}$	Вязкость при 20 °С, с.ст.	Температура застывания, °С	Сера, %
17,4	-	0,8550	7,0	Ниже -19	0,163

Дизельное топливо, получаемое из нефти, обладает повышенной вязкостью с низкой температурой застывания.

В таблице №2.3.5 приводим качественную характеристику остаточного мазута после отбора из него светлых фракций.

**Таблица 2.3.5 – Остаточный мазут**

Выход на нефть, %	ВУ 100	Коксуемость, %	Температура застывания, °С
68,0	4,41	6,5	Ниже -17

Выход мазута на нефть достигает 68%. Мазут обладает высокой коксуемостью и сравнительно низкой температурой застывания.

В таблице №2.3.6 приводим остаточное масло кислотной очистки.

**Таблица 2.3.6 - Остаточное масло кислотной очистки**

Выход на нефть, %	$\sqrt{100}$ , с.ст	Отношение $\frac{\sqrt{50}}{\sqrt{100}}$	Температура застывания, °С	Коксуемость, %	Сера, %	Удельный вес $\alpha_4^{20}$	И.В.	В.В.К.
20,5	14,8	6,9	-6	0,98	-	0,904	65	-

При очистке 20% серной кислотой и 20% отбеливающей глиной из мазута можно получать 20,5% остаточного масла типа дизельное.

Судя по вязкости и температуре застывания получаемое масло может быть использовано в летнее время года на всей территории нашей страны и в осенне-весеннее и летнее время в южных республиках.

В таблице №2.3.7 приводим компонент автота.

**Таблица 2.3.7 - Компонент автота**

Выход на нефть, %	Удельный вес $\alpha_4^{20}$	$\sqrt{50}$ , с.ст	$\sqrt{100}$ , с.ст	Температура застывания, °С
20,0	0,0153	72,0	9,6	+10

Кроме масла типа дизельный на остаточный мазут Шубаркудукской нефти можно получать автотол 10 с выходом на нефть 20%.

Судя по температуре застывания автотол 10 пригоден только в летнее время года.

В таблице №2.3.8 приводим качество остаточного битума.

**Таблица 2.3.8 - Остаточный битум**

Выход на нефть, %	Глубина проникновения иглы, мм	Растяжимость, мм	Температура застывания, °С
30,0	16	Выше 100	58,0

Из таблицы видно, что получаемый битум обладает хорошими пластическими свойствами.

Высокая температура размягчения позволяет применять получаемый битум из Шубаркудукской нефти в качестве дорожного покрытия в центральных и северных районах нашей страны.

Шубаркудукская нефть по своим физико-химическим свойствам относится к нефтям тяжелым, смолистым, сернистым и парафинистым.

По товарной характеристике она относится к смолистым нефтям и сдается IV сортом.

В начальной стадии разведки и разработки пробы пластовой нефти не отбирались и нам ничего не известно о ее физических свойствах в пластовых условиях.

### **2.3.2 Газ**

Нефть месторождения Шубаркудук содержит весьма небольшое количество растворенного газа.

В этой связи, как в начала разработки, так и в настоящее время замерам газа и его учету не придавалось и не придается должного внимания.

Весь добываемый попутный газ выпускался и выпускается атмосферу.

В таблице №2.3.9 приводим фракционный состав попутного газа добываемого из пермотриасового горизонта.

Таблица 2.3.9 - Фракционный состав попутного газа

№№ пп	№№ скв.	Условия отбора газа	Фракционный состав в объемных, %											примечание	
			CO <sub>2</sub> +H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Σ тяжелых углевод	N <sub>2</sub> +редкие газы	A <sub>2</sub> +K <sub>2</sub> +X <sub>2</sub>		He+Ne
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.	136	спонтанный	1,2	0,2	нет	95,3	0,6	0,1	0,5	0,1	1,2	2,1	0,020	0,002	газ нефти
2.	44	спонтанный	1,8	нет	нет	89,1	-	-	-	-	4,6	4,5	0,058	0,001	газ нефти
3.	109	спонтанный	1,0	4,8	-	60,0	0,8	1,7	1,1		3,6	30,6	-	-	газ нефти
4.	109	растворенный	65,6	нет	нет	18,7	-	-	-	-	2,9	12,8	0,151	0,001	из воды
5.	39	растворенный	10,2	нет	нет	70,6	-	-	-	-	2,9	16,3	0,156	0,002	из воды

Анализируя таблицу, можно видеть, что газ на анализ, в трех последних случаях отобран не качественно. Количество азота в пробах колеблется от 12.8 до 30.6 %.

Несколько лучше пробы газа взяты по скважинам №136 и №44. Если судить по этим пробам, то видно, что попутный газ, добываемый на Шубаркудуке, относится к сухим газам. Количество тяжелых углеводородов колеблется по анализам от 1.2 до 4.6 % по объему.

### **2.3.3 Физические свойства и химический состав подземных вод**

Гидрографическая сеть представлена рекой Уил с впадающими в нее притоками и родниками. Река Уил является главной водной артерией района Шубаркудук.

Направление реки северо-западное и западное. Это типичная степная речка со слабым течением, извилистым руслом и широко-разработанной долиной.

Русло реки песчаное, берега не высокие, но обрывистые. Общая длина реки Уил 490км.

Площадь водосбора 23740 кв.км. По долинам реки Уил и ее притоков располагается целый ряд озер и стариц, оврагов и лощин с водой, а также наблюдаются многочисленные выходы источников с пресной водой. Вода в р.Уил весной пресная, к концу лета засоляется.

Наиболее полноводным является приток реки Уила-Чийли.

Река Чийли снабжает водой промысел Шубаркудук, на берегу ее поставлена насосная станция и проведен на промысел водопровод.

Соры характерные для Южной Эмбы, в исследуемом районе практического значения не имеют, но всем районе сохранилось несколько соров, расположенных в северо-западной части.

По всей площади прослеживается горизонт поверхностных и грунтовых вод. На северном крыле купола воды этого горизонта залегают на глубине 10-15м. На южном крыле поверхностные воды залегают на меньшей глубине (8-10м).

По степени минерализации поверхностные воды являются пресными. По химическому составу жесткими, сульфатно-карбонатными.

Вторая щелочность достигает 40-50%, вторая соленость 33-37% первая соленость - 15-25%.

Пластовые воды на промышленной площади встречаются по всему разрезу.

Наиболее мощные водоносные горизонты приурочены к песчаной свите неокома, нижней юре и песчаноглинистой свите пермтриаса.

На основании небольшого числа анализов вод из неокомских и юрских отложений отмечается, что с глубиной происходит постепенное увеличение их минерализации.

По химическому составу эти воды можно разделить на две категории до глубины 150 м они характеризуются высоким содержанием хлора, сульфатов и магния.

Ниже 150 м содержание сульфатов и магния падает, химический состав вод становится более устойчивым, происходит постепенное увеличение минерализации. Как те, так и другие воды являются обычными для нефтяных месторождений водами хлоркальциевого типа.

На месторождении Шубаркудук изучались, в основном, те воды, которые связаны с нефтяным пермотриасовым горизонтом. Нефтеносность пермотриасовых отложений установлена разведочным бурением на северном и южном крыльях структуры. Анализы воды на южном крыле производились в 44 скважинах, на северном - в 6 скважинах. Количество анализов воды, произведенных на месторождении Шубаркудук, составляет 91, из них 80 на южном крыле и 11 на северном.

Результаты анализов помещены в табличном приложении – таблица №2.3. Это дает возможность дать подробную гидрогеологическую характеристику описываемым отложениям.

Результаты химических анализов, показывают, что минерализация воды пермотриасового горизонта характеризуется значениями от 3,45 до 20,65 градусов Боме. Такое колебание солености в пределах одного горизонта обусловлено, по нашему мнению, близостью расположения областей питания (а основным источником питания является атмосферные осадки) с одной стороны и наличием соляного Штона - с другой.

#### **Южное крыло. Пермотриасовый горизонт**

Отложения пермотриаса на Шубаркудуке сложены однородной мощной толщей алевритов, песка и песчаников, в разрезе которой не отмечено мощных непроницаемых прослоев, разделяющих эту толщу на отдельные водоносные горизонты.

По своим химическим показателям воды пермотриасового горизонта Южного крыла относятся к группе жестких вод.

В свою очередь все воды разделяются на три подгруппы:

1. Подгруппа вод сульфатно-натрового типа
2. Подгруппа вод хлоркальциевого типа
3. Подгруппа вод хлормагниевого типа

К первой подгруппе относятся две пробы воды из скважин №№108, 31.

Концентрация водородных ионов (РН) колеблется от 6,68 до 6,9. Соленость, выраженная в градусах Боме варьирует в пределах 6,33 до 17,4°.

По классификации В.А. Сулина именуется водами сульфатно-натриевого типа.

Первая соленость хлоридно-сульфатная, состоит из хлористого и сернокислого натрия; она колеблется от 97.24 до 98.86 солевого состава.

Вторая соленость состоит из сульфатов магния и кальция с колебаниями от 0.88 до 2,38.

Вторая щелочность представлена бикарбонатами магния и кальция в количествах от 0,26 до 1.84.

К 2-ой подгруппе жестких вод относятся пробы воды из скважин 26, 27, 34, 36, 39, 46, 109, 206, 273, 340, 363 и 45. Концентрация водородных ионов (РН) 6,36-7.54.

Со временем разработки наблюдается увеличение минерализации, например, в скважине №46 минерализация воды в 1949 г. составляла 575.78, а по анализам 1962 г. минерализация воды составляет 726,62- 708,18.

В скважине №39 с 573,30 увеличилась до 643,00, а в скважине №42 с 559.48 до 578.32.

Увеличение минерализации происходит за счет увеличения ионов натрия, калия и кальция.

Также наблюдается повышение содержания микрокомпонентов.

К третьей подгруппе относятся все остальные пробы жестких вод. Реакция этих проб от слабокислой к слабощелочной.

Концентрация водородных ионов (РН) колеблется от 6.63 до 7.62.

Соленость в гр. Боме от 0,3 до 19,1. Минерализация в виде суммы МИЭ колеблется от 126.66 до 682.82.

На основании их химических показателей эти воды типа грунтовых можно рассматривать как воды, носящие переходный характер от жестких к желочным.

Согласно контрольных анализов, произведенных в 1962 г. в скважинах №№32, 34, 36, 38, 41, 56, 57, 59, 62, 134, 243, 288, 291 , 346 за период разработки, химический состав остается стабильным, изменилась только минерализация этих вод в сторону ее увеличения.

В части скважин №№34, 30, 40 и 109 наблюдается переход вод из хлормагниевого типа в хлоркальциевый.

Обводнение скважин пермотриасового горизонта составляет в среднем 82.0%.

По скважинам процент содержания воды колеблется от 9,0 до 93.3.

Обводнение скважин на площади неравномерное, однако, наблюдается, что наибольший процент воды содержат скважины расположенные в северо-восточной части структуры. По-видимому, подток воды происходит с северо-востока. Гидропотенциал по скважинам колеблется от 0.2 до 17.6 мЗ.

Начальный статический уровень в скважинах не замерялся.

По замерам в 1962 г. статический уровень находится на глубине от 59 до 385 м.

Начальное пластовое давление составляло - 35.0 атмосфер.

К 1963 году пластовое давление понизилось до 7.7 атмосфер

#### **Северное крыло.**

Горизонт залегает на глубине от 300.5 до 421.5 м.

Мощность его по скважинам колеблется от 6 до 33 м.

Вмещающая толща представлена песками и песчаниками с прослоями глин.

Эксплуатация горизонта началась с 1932 года.

Химическую характеристику воды этого горизонта характеризуют пробы воды из скважин №№42, 49, 50, 51, 52, 121. Реакция вод от кислой до слабокислой. Концентрация водородных ионов от 5.74 до 6,82.

Концентрация вод, выраженная в градусах Боме от 11,8 до 15,9. Сульфат ион от 0,03 до 3,36 МИЭ на 100 гр. воды, сумма МИЭ на 100 гр. воды от 405.56 до 684.02.

Бор в мг/л от 4,34 до 6,60.

Вода из скважин №49 и №50 (анализ 1962 г.) на основании химических показателей можно отнести к чистым пластовым водам хлоркальциевого типа. Вода из скважин №№51, 52, 42 и 121, имеющая повышенное содержание сульфат иона можно считать водами хлоркальциевого типа с примесью посторонних сульфатных вод.

Обводнение скважин сравнительно равномерное.

Содержание воды в действующих скважинах колеблется от 54.5 до 90.9.

Подток воды, по всей вероятности, происходит с северо-востока. Большой процент содержания воды в скважинах №42 и №49 обусловлен, повидимому, близостью расположения сбросового нарушения. Гидропотенциал по скважинам составляет от 0.14 до 10.2 м3. Статический уровень в начале разработки остался не замеренным, в настоящее время положение статического уровня на глубине 59-298 м.

Пластовое давление в начале разработки пересчитанное по столбу жидкости составляет 33.2 атм. Со временем разработки давление снизилось до 13.8 атм.

Исходя из результатов анализов и прослеживания минерализации со времени разработки следует отметить следующее.

Общей закономерности в изменении минерализации вод не наблюдается.

Смешанный тип вод на Шубаркудуке обусловлен близостью расположения областей питания, т.е. выходов отложений пермтриаса на поверхность. Что касается гидродинамических особенностей пермтриасового горизонта, то имеющегося материала непосредственно на месторождении далеко недостаточно для каких-либо выводов о движении вод.

## **2.4 Физико-гидродинамические характеристики**

За время освоения месторождения специальные исследования на керне по определению параметров, характеризующих физико-гидродинамические свойства пластов, не проводились.

## 2.5 Запасы нефти и газа

В 1963г выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Шубаркудук Казахской ССР» по состоянию изученности на 01.01.1963г. (Протокол ГКЗ ССР от 02.10.1963 №4135-У).

На месторождение пробурены 156 скважин, из них на баланс ТОО «АртНик Ойл» приняты 86 скважин на основе письма №26-10-7-1590 от 18.09.2024 МД ЗКН.

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти составили:

Категория	Участки	Утвержденные запасы нефти, тыс.т	
		Геол на 01.01.1963г	Изв на 01.01.1963г
С1	Север	147.6	36.9
	Южный	1723.1	430.775
	итого	<b>1870.7</b>	<b>467.675</b>

Утвержденный КИН - 0,250д.ед.

На 01.01.1963 года накопленная добыча нефти составляет 388,8 тыс. тонн, из которых на Северный участок приходится 25,5 тыс. тонн, на Южный участок — 363,3 тыс. тонн.

Исходя из этих данных, остаточные геологические/извлекаемые запасы нефти на указанную дату составляют:

Всего: 1481,9 тыс. тонн / 78,88 тыс. тонн

- Северный участок: 122,1 тыс. тонн / 11,4 тыс. тонн
- Южный участок: 1359,8 тыс. тонн / 67,48 тыс. тонн.

Остаточные запасы нефти по месторождению:

Категория	Участки	Остаточные запасы нефти, тыс.тн			
		Геол., на 01.01.1963г.	Изв., на 01.01.1963г.	Геол., на 01.01.2024г.	Изв., на 01.01.2024г.
С1	Север	122.1	11.4		
	Южный	1359.8	67.475		
	итого	<b>1481.9</b>	<b>78.875</b>	<b>1459</b>	<b>11</b>

Остаточные геологических запасы нефти на 01.01.2024г составляет 1459 тыс.т и извлекаемых 11 тыс.т..

Таким образом, анализирую по оставшиеся запасам нефти на 01.01.2024г КИН менее, чем утвержденный 0,250 д.ед. В то же время остаточные геологические запасы остаются значительно выше (1459 тыс.т), что обеспечивает наличие запасы УВ.

В 1963 году при утверждении запасов, в связи с отсутствием данных по газовым факторам (не проводились отборы и анализ пластовых проб нефти, не замерялись газовые факторы), в баланс РК не были утверждены запасы растворённого газа.

В протоколе ГКЗ ССР от 02.10.1963 №4135-У, постановлением ГКЗ отмечено: «Из авторского подсчёта запасов нефти и газа пермо-триасового горизонта месторождения Шубаркудук исключить запасы газа, растворённого в нефти, в связи с полной дегазацией

залежей» (стр. 10). Также приложена объяснительная записка об исключении запасов растворённого газа (стр. 41).

Для уточнения объема запасов растворённого газа в нефти недропользователям рекомендуется провести замеры газового фактора, а также отбор и анализ пластовых проб нефти

Утвержденные геологические запасы нефти приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.01.1963г

Крыло	Блок/поле	Горизонт	Категория	Площадь продуктивности, м2	Средневзвешенная толщина, м	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см3	Геологические запасы нефти, тыс. т.	КИН, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Остаточные запасы нефти Государственном балансе, тыс.т		
						пористости	нефтенасыщенности	пересчетный					геологические	извлекаемые	
Южное	I	РТ	С <sub>1</sub>	156860	9.7	0.261	0.71	0.973	0.91	249.6	0.25	62.4			
	II			483230	7.12	0.261	0.71	0.973	0.91	564.5	0.25	141.1			
	III			815925	6.79	0.261	0.71	0.973	0.91	909	0.25	227.3			
<b>Всего по Южному крылу</b>									<b>1723.1</b>		<b>430.8</b>				
Северное	западное	РТ		179377	3.66	0.282	0.71	0.975	0.91	116.5	0.25	29.1			
	восточное			84249	2.08	0.282	0.71	0.975	0.91	31.1	0.25	7.8			
<b>Всего по Северному крылу</b>										<b>147.6</b>		<b>36.9</b>			
<b>Итого по месторождению</b>										<b>1870.7</b>		<b>467.7</b>	<b>1459</b>	<b>11</b>	

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

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

Как было отмечено ранее по месторождению Шубаркудук отсутствуют большинство исходных геолого-промысловых материалов (дела скважин, проведенные ГДИС и замеры пластовых и забойных давлений, проведенные ГТМ и т.д.).

В связи с этим, для составления данного проекта были использованы все данные, приведенные в отчете «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Шубаркудук»-1963г.

В данном отчете по энергетическому состоянию продуктивных залежей отмечено:

- В процессе разработки наблюдалась низкая продуктивность скважин и быстрое снижение пластового давления по причине слабой активности контурных вод.

- Начальное пластовое давление РТ горизонта Южного крыла составляло 3,5 МПа, по данным замеров 1962г пластовое давление снизилось до 0,77 МПа.

- Начальное пластовое давление РТ горизонта Северного крыла составляло 3,2 МПа, по данным замеров 1962г пластовое давление снизилось до 1,38 МПа.

## **3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения**

В 1963г выполнен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963 г. Начальные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составили:

- геологические 1870,7 тыс.т;
- извлекаемые 467,6 тыс.т.

На дату составления «Пересчет запасов...» 1963г, добыто за время эксплуатации 388,8 тыс.т нефти.

После «Пересчет запасов...» месторождения разрабатывалось до 1991г. На Государственном балансе накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 524 тыс.т нефти.

Однако, на Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в количестве: геологические – 1459,0 тыс.т и извлекаемые – 11,0 тыс.т. По материалам, имеющимся в эксплуатационных карточках, с 1963г до 1991г в эксплуатации участвовали 55 скважин, в результате чего накопленная добыча нефти составила 505,3 тыс.т.

На дату отчета месторождение находится в консервации.

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

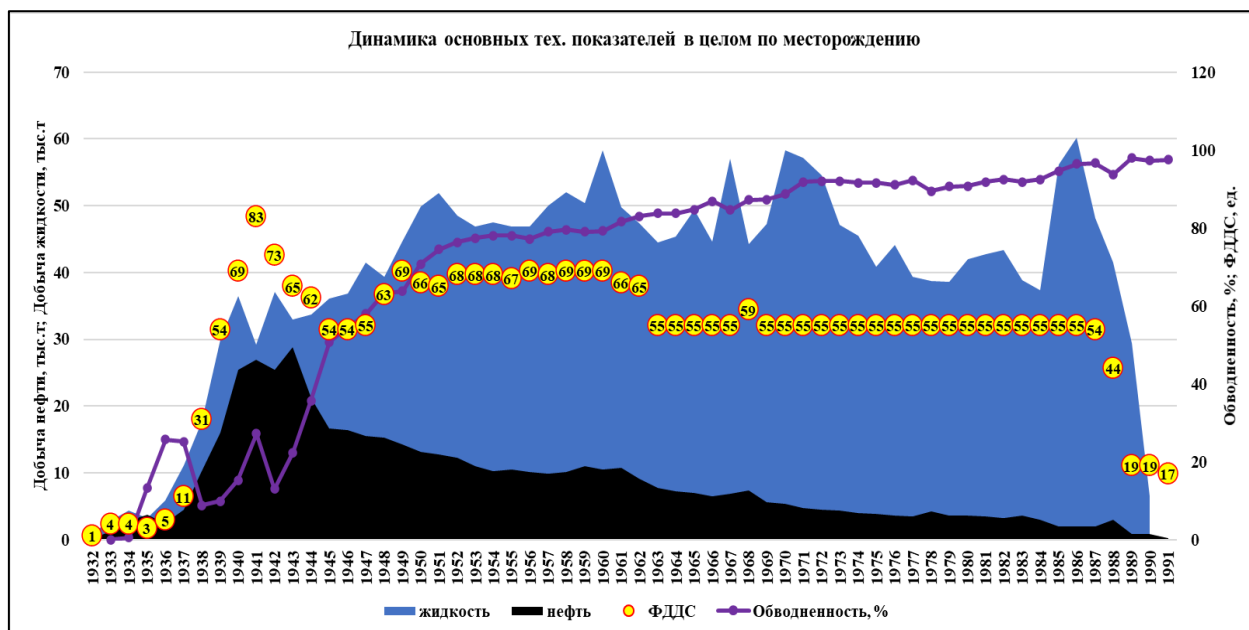
На месторождении Шубаркудук весь пробуренный фонд на 01.01.2025г составляет 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных скважин.

Разработка месторождения начата в 1932г, с открытия промышленной нефтеносности пермотриасовых отложений на Южном крыле. В 1932г в разработку была введена небольшая залежь Северного крыла.

До 1937г месторождение разрабатывалось только 6 разведочными скважинами, из них 4 скважины разрабатывали пермотриасовый горизонт на Южном крыле, а две скважины на Северном.

Эксплуатационное бурение на месторождении начато в 1937г. С начала разработки по 01.01.2025г на месторождении добыто 505,3 тыс.т нефти и 2333,3 тыс.т жидкости.

Темп добычи нефти и воды по годам представлен на рисунке 3.2.1.1 и в таблице 3.2.1.1.



**Рис. 3.2.1.1 – Состояния пермтриасового горизонта с начала разработки мест-я Шубаркудук**

Как видно из графика и таблицы добыча нефти по годам до 1952г постепенно снижалась. Снижение добычи нефти обусловлено естественным падением дебитов по скважинам и отсутствием новых объектов разработки.

В период 1953-1962гг. уровень добычи нефти стабилизируется и находится в пределах 10964-9953тн. Далее наблюдается постепенное снижение добычи нефти и увеличение обводненности.

Незначительное колебание уровня годовой добычи последних лет вызвано количеством работ над фондом скважин и эффективностью проводимых мероприятий по увеличению добычи нефти.

В период разработки месторождения основными методами интенсификации добычи нефти по горизонту являлись дополнительные прострелы и увеличение отбора. В последние годы применяется гидроразрыв. Годовая добыча нефти за счет методов интенсификации по месторождению составила 200-500тн.

Таблица 3.2.1.1 – Состояния пермотрисового горизонта с начала разработки мест-я Шубаркудук

№ пп.	Годы	Кол-во скважин, ед.	Добыча, тыс.т			Обводненность, %
			нефть	вода	жидкость	
1	1932	1	0,2	0,0	0,2	
2	1933	4	1,2	0,0	0,9	0,02
3	1934	4	2,9	0,0	2,9	0,54
4	1935	3	3,8	0,6	4,3	13,2
5	1936	5	2,4	0,8	3,2	25,7
6	1937	11	4,4	1,5	5,9	25,1
7	1938	31	10,2	1,0	11,2	8,8
8	1939	54	16,1	1,6	17,7	9,9
9	1940	69	25,4	4,5	30,0	15,2
10	1941	83	27,0	9,5	36,5	27,2
11	1942	73	25,4	3,8	29,2	13,0
12	1943	65	28,8	8,3	37,1	22,3
13	1944	62	21,2	11,8	33,0	35,7
14	1945	54	16,6	17,0	33,7	50,7
15	1946	54	16,4	19,6	36,0	54,5
16	1947	55	15,5	21,3	36,8	57,9
17	1948	63	15,2	26,3	41,5	63,3
18	1949	69	14,2	25,1	39,3	63,8
19	1950	66	13,1	31,6	44,6	70,7
20	1951	65	12,7	37,2	49,9	74,5
21	1952	68	12,3	39,6	51,9	76,3
22	1953	68	11,0	37,5	48,5	77,4
23	1954	68	10,3	36,6	46,9	78,1
24	1955	67	10,4	37,0	47,5	78,0
25	1956	69	10,1	36,8	46,9	77,2
26	1957	68	9,8	37,1	46,9	79,0
27	1958	69	10,2	39,8	50,0	79,6
28	1959	69	11,0	41,1	52,0	79,0
29	1960	69	10,4	39,9	50,3	79,2
30	1961	66	10,7	47,6	58,3	81,6
31	1962	65	9,1	40,6	49,7	83,0
32	1963	55	7,7	39,7	47,4	83,8
33	1964	55	7,2	37,2	44,5	83,7
34	1965	55	6,9	38,4	45,3	84,7
35	1966	55	6,5	42,9	49,4	86,9
36	1967	55	6,9	37,7	44,6	84,6
37	1968	59	7,3	49,7	57,0	87,2
38	1969	55	5,6	38,7	44,3	87,3
39	1970	55	5,3	41,9	47,3	88,7
40	1971	55	4,8	53,6	58,3	91,8
41	1972	55	4,5	52,6	57,1	92,1
42	1973	55	4,3	50,2	54,5	92,0
43	1974	55	4,0	43,1	47,1	91,6
44	1975	55	3,8	41,7	45,5	91,6
45	1976	55	3,6	37,3	40,9	91,1
46	1977	55	3,4	40,7	44,1	92,2
47	1978	55	4,2	35,2	39,4	89,4
48	1979	55	3,6	35,1	38,8	90,6
49	1980	55	3,6	35,0	38,6	90,7
50	1981	55	3,4	38,6	42,0	91,8
51	1982	55	3,2	39,6	42,8	92,5
52	1983	55	3,6	39,8	43,4	91,8
53	1984	55	2,9	35,9	38,8	92,5
54	1985	55	2,0	35,4	37,4	94,7
55	1986	55	2,0	54,1	56,1	96,5
56	1987	54	2,0	58,1	60,1	96,6
57	1988	44	3,0	45,1	48,1	93,8

№ пп.	Годы	Кол-во скважин, ед.	Добыча, тыс.т			Обводненность, %
			нефть	вода	жидкость	
58	1989	19	0,9	40,6	41,4	97,9
59	1990	19	0,8	28,6	29,4	97,3
60	1991	17	0,2	6,4	6,5	97,5
<b>Всего</b>			<b>505,3</b>	<b>1828,07</b>	<b>2333,3</b>	

Добыча общей жидкости увеличивалась за счет роста добычи воды из скважин.

В ходе разработки месторождения по отдельным линзам и прослоями происходит продвижение контурных вод, что отражается в продолжающемся повышении обводненности скважин.

Однако определить скорости продвижения вод по горизонту определить невозможно, поскольку отсутствует водонефтяной контакт. Обводнение горизонта происходит по мере продвижения пластовых вод через отдельные линзы и пласты. Это подтверждается тем, что обводнение скважин происходит бессистемно и не зависит от их расположения на структуре.

#### *Южный крыло*

Процесс разработка пермотриасового горизонта Южного крыла началась в 1932г. В период с 1933 по 1934 год были введены в эксплуатацию еще 3 разведочные скважины №№108, 118 и 104.

Разбуривание горизонта проводилось в основном в период 1937-1941гг. В 1948г для уплотнения сетки скважин была пробурена всего одна скважина.

Всего на горизонт было пробурено 104 скважины, из них в эксплуатации на данном горизонте находились 88 скважин.

Разбуривание горизонта проводилось по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 110 метров т.е. с уплотнением 1,5 га на одну скважину. Бурение скважин осуществлялось бессистемно.

Скважины закладывались рядом с разведочными продуктивными скважинами, т.е. по системе, ползущей от последних. Фактическое уплотнение составило 1,65 га на одну скважину.

Начальные суточные дебиты по скважинам горизонта варьировались от 0,1 до 10 тн нефти и от 0 до 3,8 воды.

Начальные суточные дебиты указывают о низкой продуктивности горизонта, поскольку скважины с начальным суточным дебитом нефти от 5 до 10 тн составляют лишь около 14% от всего эксплуатационного фонда.

Низкая продуктивность горизонта обусловлена слабой активностью контурных вод, незначительным количеством растворенного в нефти газа и высокой вязкостью нефти, которая составляет 190 с.ст при 20 °С.

Слабая активность контурных вод проявляется в быстром снижении пластового давления по горизонту.

Начальное пластовое давление составляло 35 атм, а по данным замеров 1962г давление снизилось до 7,7 атм, при незначительных объемах добытой жидкости за период разработки.

Сведения о величине газовых факторов в начальный период разработки в первичной документации отсутствуют. По данным замеров 1945г газовые факторы по скважинам варьируются от 0 до 8,8 м<sup>3</sup>/тн. Отбор глубинных проб нефти для определения количества растворенного в нефти газа по горизонту не производился.

Характеристика разработки горизонта показана на рисунке 3.2.1.2 и таблице 3.2.1.2.

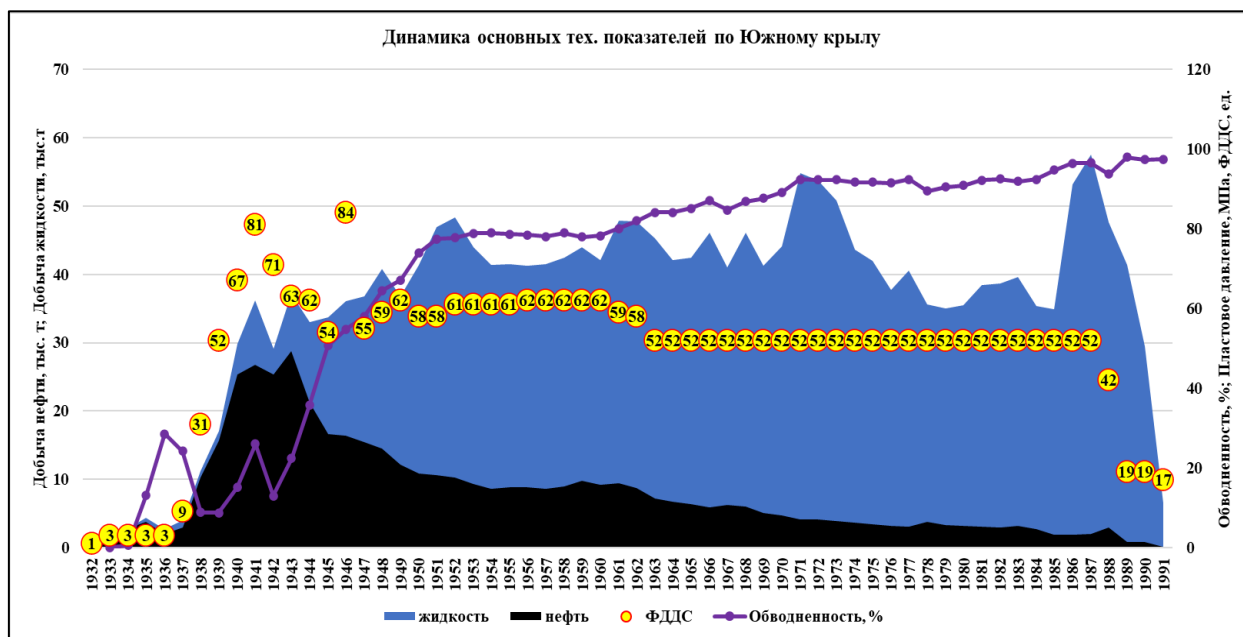


Рис. 3.2.1.2 – Состояния пермтриасового горизонта с начала разработки Южного крыла

Таблица 3.2.1.2 – Состояния пермтриасового горизонта с начала разработки Южного крыла

№ пп.	Годы	Кол-во скважин, ед.	Добыча, тыс.т.			Обводненность, %	Пластовое давление, МПа
			нефть	вода	жидкость		
<b>Южный крыло</b>							
1	1932	1	0,2		0,2		
1	1933	3	0,9	0,0	0,9	0,02	
2	1934	3	2,9	0,0	2,9	0,6	
3	1935	3	3,8	0,6	4,3	13,2	
4	1936	3	2,0	0,8	2,7	28,5	
5	1937	9	3,0	1,0	4,0	24,2	
6	1938	31	10,2	1,0	11,2	8,8	35,0
7	1939	52	15,7	1,5	17,1	8,7	33,0
8	1940	67	25,3	4,5	29,9	15,1	
9	1941	81	26,8	9,4	36,2	26,0	31,9
10	1942	71	25,4	3,8	29,1	13,0	
11	1943	63	28,8	8,3	37,1	22,4	
12	1944	62	21,2	11,8	33,0	35,7	26,3
13	1945	54	16,6	17,0	33,7	50,7	20,7
14	1946	84	16,4	19,6	36,0	54,8	20,3
15	1947	55	15,5	21,3	36,8	57,9	17,7

№ пп.	Годы	Кол-во скважин, ед.	Добыча, тыс.т.			Обводненность, %	Пластовое давление, МПа
			нефть	вода	жидкость		
<b>Южный крыло</b>							
16	1948	59	14,5	26,3	40,8	64,5	14,6
17	1949	62	12,1	24,7	36,8	67,1	12,8
18	1950	58	10,8	30,5	41,3	73,9	12,4
19	1951	58	10,7	36,2	46,9	77,4	11,6
20	1952	61	10,3	38,0	48,3	77,7	11,5
21	1953	61	9,3	34,7	44,0	78,9	11,1
22	1954	61	8,7	32,7	41,4	79,0	11,1
23	1955	61	8,9	32,6	41,5	78,7	10,9
24	1956	62	8,9	32,4	41,3	78,5	10,7
25	1957	62	8,6	32,8	41,5	78,1	9,8
26	1958	62	8,9	33,6	42,5	79,0	9,7
27	1959	62	9,7	34,2	44,0	78,0	9,7
28	1960	62	9,2	32,9	42,1	78,3	8,8
29	1961	59	9,5	38,4	47,9	80,1	7,8
30	1962	58	8,7	39,0	47,7	82,0	7,7
31	1963	52	7,2	38,1	45,3	84,1	
32	1964	52	6,7	35,4	42,1	84,1	
33	1965	52	6,3	36,1	42,5	85,1	
34	1966	52	6,0	40,1	46,1	87,1	
35	1967	52	6,3	34,7	41,0	84,7	
36	1968	52	6,1	40,1	46,1	86,9	
37	1969	52	5,1	36,1	41,2	87,7	
38	1970	52	4,8	39,3	44,1	89,2	
39	1971	52	4,2	50,7	54,8	92,4	
40	1972	52	4,2	49,6	53,7	92,3	
41	1973	52	3,9	46,9	50,8	92,3	
42	1974	52	3,6	40,0	43,6	91,7	
43	1975	52	3,5	38,5	42,0	91,7	
44	1976	52	3,2	34,5	37,7	91,4	
45	1977	52	3,1	37,4	40,5	92,4	
46	1978	52	3,7	31,9	35,6	89,5	
47	1979	52	3,3	31,7	35,0	90,5	
48	1980	52	3,2	32,2	35,4	90,9	
49	1981	52	3,0	35,4	38,4	92,2	
50	1982	52	2,9	35,7	38,6	92,5	
51	1983	52	3,2	36,4	39,6	91,9	
52	1984	52	2,7	32,7	35,4	92,4	
53	1985	52	1,8	33,1	34,9	94,7	
54	1986	52	1,9	51,2	53,1	96,4	
55	1987	52	2,0	55,6	57,6	96,6	
56	1988	42	3,0	44,6	47,6	93,7	
57	1989	19	0,9	40,6	41,4	97,9	
58	1990	19	0,8	28,6	29,4	97,3	
59	1991	17	0,2	6,4	6,5	97,5	
<b>Всего</b>			<b>469,9</b>	<b>1693,3</b>	<b>2163,2</b>		

Добыча нефти по горизонту, по мере разбуривания, увеличивалась и в 1941г (последнем году разбуривания) достигла 26 758 тн.

Максимальная годовая добыча в 28 778,6 тн была зафиксирована на второй год после окончания разбуривания горизонта в 1943г.

В последующие годы добыча нефти систематически снижалась, и в 1954г составила 8 651,9 тн нефти. В период с 1955 по 1962 год уровень годовой добычи нефти по горизонту

колебался от 8 683,0 до 9 742,8 тн. Эти незначительные колебания добычи были обусловлены качеством работы с фондом действующих скважин и эффективностью проводимых мероприятий по интенсификации добычи нефти. В период с 1962 по 1991 наблюдается снижение добычи нефти и увеличение обводненности. Добыча нефти снизилась 7204 тн до 200 тн, а обводненность увеличилась от 84,1% до 97,5%.

Добыча общей жидкости по горизонту с начала разработки увеличивалась, и в 1987г достигла максимума – 57552 тн. Увеличение добычи общей жидкости происходило за счет повышения отборов жидкости по скважинам с целью интенсификации добычи нефти.

В период с 1954-1960гг годовая добыча жидкости изменялась от 41263 тн до 43957 тн. Отсутствие дальнейшего увеличения добычи общей жидкости, вероятно, связано с слабой активностью пластовых вод, о чем свидетельствуют низкие потенциальные дебиты общей жидкости по скважинам и отсутствие их роста. Только 5% скважин от действующего фонда имеют текущие потенциальные дебиты общей жидкости выше 10 тн в сутки, в то время как по 57% скважин текущие потенциальные дебиты не превышают 1 тн.

Процент обводнения горизонта в процессе разработки систематически увеличивался. Резкое обводнение скважин наблюдалось в период с 1942 по 1991 годы, за это время процент воды в добываемой жидкости возрос с 13 до 97,5%.

С начала разработки по горизонту было добыто 469882,5 тн (469,9 тыс.т) нефти и 2163168,4 тн (2163,2 тыс.т) воды.

Объем извлеченной жидкости из горизонта составил лишь 0,35 объема порового пространства нефтяной части пласта. Исходя из этого, режим работы горизонта следует считать упруговодонапорным с очень слабой активностью контурных вод.

В начальной стадии разработки в продвижении нефти к забоям скважин также принимал участие и растворенный в нефти газ.

Суточные дебиты по скважинам варьируются от 0,1 до 3,1 тн нефти и от 0,1 до 16 тн воды, при депрессиях на пласт от 0,5 до 29,2 атм.

#### *Северный крыло*

Разработка горизонта была начата в 1932 году скважинами №106 и №121. Эти две скважины использовались для разработки горизонта до 1943 года. С 1944 по 1947 год на Северном крыле работающих скважин не было.

Эксплуатационное бурение на горизонт проводилось в 1948 и 1949 годах. За это время в эксплуатацию было введено дополнительно 8 скважин.

Бурение велось по системе, расширяющейся от разведочных продуктивных скважин. Разбуривание эксплуатационных скважин осуществлялось по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150м. т.е. с уплотнением 2,0 га на одну скважину.

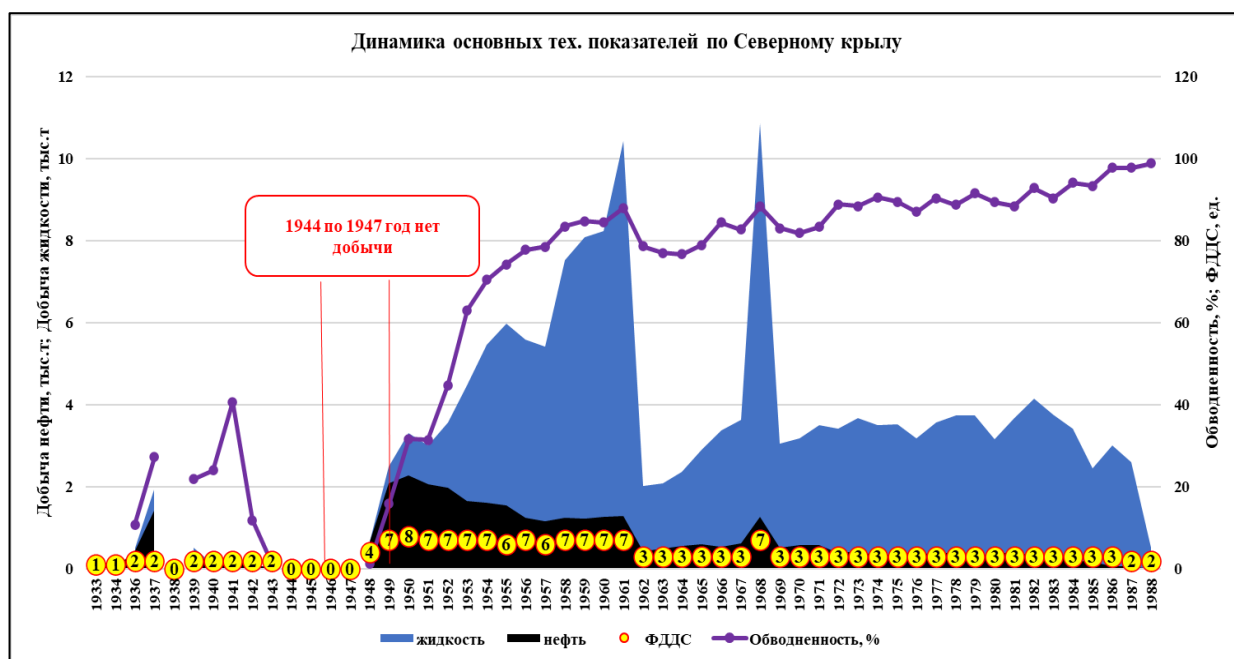


Рис. 3.2.1.3 – Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки Северного крыла

Таблица 3.2.1.3 – Состояния пермотриасового горизонта с начала разработки Северного крыла

№пп	Годы	Кол-во скважин, ед.	Добыча, тыс.т.			Обводненность, %	Пластовое давление, МПа
			нефть	вода	жидкость		
<b>Северный крыло</b>							
1	1933	1	0,3				
2	1934	1	0,02				
3	1936	2	0,5	0,1	0,5	10,8	
4	1937	2	1,4	0,5	1,9	27,2	33,2
5	1938	0					
6	1939	2	0,4	0,1	0,5	21,9	
7	1940	2	0,1	0,0	0,1	24,0	
8	1941	2	0,2	0,1	0,3	40,7	
9	1942	2	0,1	0,0	0,1	11,8	
10	1943	2	0,04	0,001	0,04	1,5	
11	1944	0					
12	1945	0					
13	1946	0					
14	1947	0					
<b>1944 по 1947 год нет добычи</b>							
15	1948	4	0,7	0,0	0,7	1,2	33,0
16	1949	7	2,1	0,4	2,5	15,8	
17	1950	8	2,3	1,0	3,3	31,6	
18	1951	7	2,1	0,9	3,0	31,4	27,0
19	1952	7	2,0	1,6	3,6	44,7	25,5
20	1953	7	1,7	2,8	4,5	63,0	24,2
21	1954	7	1,6	3,8	5,5	70,5	22,8
22	1955	6	1,5	4,4	6,0	74,2	19,8
23	1956	7	1,2	4,4	5,6	77,8	17,6
24	1957	6	1,2	4,3	5,4	78,5	17,2
25	1958	7	1,3	6,3	7,5	83,5	16,4
26	1959	7	1,2	6,9	8,1	84,8	15,3
27	1960	7	1,3	7,0	8,2	84,5	15,2
28	1961	7	1,3	9,2	10,4	88,0	15,0
29	1962	3	0,4	1,6	2,0	78,7	
30	1963	3	0,5	1,6	2,1	77,0	
31	1964	3	0,6	1,8	2,4	76,7	
32	1965	3	0,6	2,3	2,9	78,9	
33	1966	3	0,5	2,8	3,4	84,4	

№пп	Годы	Кол-во скважин, ед.	Добыча, тыс.т.			Обводненность, %	Пластовое давление, МПа
			нефть	вода	жидкость		
<b>Северный крыло</b>							
34	1967	3	0,6	3,0	3,6	82,7	
29	1968	7	1,3	9,6	10,9	88,3	13,8
30	1969	3	0,5	2,5	3,1	83,0	
31	1970	3	0,6	2,6	3,2	81,8	
32	1971	3	0,6	2,9	3,5	83,4	
33	1972	3	0,4	3,0	3,4	88,9	
34	1973	3	0,4	3,3	3,7	88,4	
35	1974	3	0,3	3,2	3,5	90,6	
36	1975	3	0,4	3,2	3,5	89,6	
37	1976	3	0,4	2,8	3,2	87,0	
38	1977	3	0,3	3,2	3,6	90,4	
39	1978	3	0,4	3,3	3,7	88,7	
40	1979	3	0,3	3,4	3,7	91,6	
41	1980	3	0,3	2,8	3,2	89,4	
42	1981	3	0,4	3,2	3,7	88,4	
43	1982	3	0,3	3,9	4,2	92,8	
44	1983	3	0,4	3,4	3,8	90,3	
45	1984	3	0,2	3,2	3,4	94,1	
46	1985	3	0,2	2,3	2,4	93,4	
47	1986	3	0,1	2,9	3,0	97,8	
48	1987	2	0,1	2,5	2,6	97,8	
49	1988	2	0,01	0,5	0,5	98,9	
<b>Всего</b>			<b>35,4</b>	<b>134,8</b>	<b>170,2</b>		

Всего по Северному горизонту в эксплуатации находилось 10 добывающих скважин. Фактическое уплотнение составило 2,6 га на одну скважину. Бурение на уплотнение не проводилось из-за низкой продуктивности скважин. Начальные суточные дебиты по скважинам горизонта колебались от 0,1 до 6,0 тн нефти и от 0 до 1,5 тн воды.

Данные о наличии растворенного газа в нефти в первичной документации отсутствует. Характеристика разработки горизонта приведена на рисунке 3.2.1.3 и в таблице 3.2.1.3.

Максимальна добычи нефти по горизонту была достигнута в 1950 году на уровне 2267 тн. В последующие годы добыча нефти снижается и в 1988г добыча нефти составила не более 10 тн. Добыча общей жидкости с начала разработки увеличивалась, и в 1968 году составила 10870 тн. Увеличение добычи общей жидкости связано с ростом добычи воды. Обводнение горизонта в процессе разработки продолжало увеличиваться, и к 1988 году составило 98,9%.

На дату 01.01.2025г по горизонту было добыто 35,4 тыс.т нефти и 170,2 тыс.т жидкости.

Режим работы горизонта являлся упруговодонапорным со слабой активностью контурных вод.

Суточные дебиты по скважинам составляли от 0,1 до 1,2 тн нефти и от 0,2 до 0,9 тн воды. Депрессии при этом варьируются от 5,8 до 21,1 атм.

### 3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

В 1963г произведен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963г. Начальные запасы нефти по категории  $C_1$  составили: геологические – 1870,7 тыс.т; извлекаемые – 467,6 тыс.т. На дату составления «Пересчет запасов...» - 1963г было добыто 388,8 тыс.т нефти.

Таблица 3.2.2.1 - Основные показатели выработки запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963г

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Участок		Мест-е
			Северный	Южный	
1	Начальные геологич. запасы нефти $C_1$	тыс.т	147,6	1723,1	1870,7
2	Начальные извлек. запасы нефти $C_1$	тыс.т	36,9	430,8	467,7
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,250	0,250	0,250
4	Текущий КИН	доли ед.	0,173	0,211	0,015
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	25,5	363,3	388,8
6	Отбор от НИЗ	%	69,1	84,3	83,1
7	Обводненность	%	88,2	82	83
8	Остаточные геологические запасы нефти	тыс.т	122,1	1359,8	1481,9
9	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	11,4	67,5	78,9

После «Пересчет запасов...» месторождения разрабатывалось до 1991 года. Таким образом, в Государственном балансе накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 524 тыс.т нефти.

Однако, на Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории  $C_1$  в количестве: геологические – 1459,0 тыс.т и извлекаемые – 11,0 тыс.т. По материалам, имеющимся в эксплуатационных карточках, с 1963г до 1991г в эксплуатации участвовали 55 скважин, в результате чего накопленная добыча нефти составила 505,3 тыс.т.

Ниже в таблице указана выработка запасов нефти по участкам разработки.

Таблица 3.2.2.2 - Основные показатели выработки запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.2025г

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Участок		Мест-е
			Северный	Южный	
1	Начальные геологич. запасы нефти $B+C_1$	тыс.т	147,6	1723,1	1870,7
2	Начальные извлек. запасы нефти $B+C_1$	тыс.т	36,9	430,8	467,7
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,250	0,250	0,250
4	Текущий КИН	доли ед.	0,240	0,273	0,015
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	35,4	469,9	505,3
6	Отбор от НИЗ	%	96,1	109,1	108,0
7	Обводненность	%	88,2	82	83
8	Остаточные геологические запасы нефти	тыс.т	112,2	1253	1365,4
9	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	1,5	-39,1	-37,63

### ***3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки***

В период разработки месторождения основными методами интенсификации добычи нефти по месторождению являлись дополнительные прострелы и применялись гидроразрыв пластов.

Основной фонд добывающих скважин пробурен в период 1932-1941гг. Месторождения находится в консервации с 1991г, все скважины ликвидированы.

### 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

#### 3.3.1. Обоснования расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели пласта, принятой для прогноза технологических показателей разработки месторождения Шубаркудук, использована модель послойно - и зонально-неоднородного по проницаемости, и одновременно прерывистого нефтяного пласта.

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 ( $V^2$ ).

Наряду с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения, такие как: двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др. Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения  $Y(X)$ , и связанные с ней функции плотности  $y(X)$  и производительности  $W(X)$ .

После чего, используя схему Стайлза, которая представляет собой прямо пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры  $K_3$ ,  $F$  – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и  $A$  – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетной модели для месторождения Таур проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как:

$W$  – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев;

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

$V_n^2$  – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости;

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

$\eta_{cp}$  – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

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

Послойная неоднородность определена на основе данных по проницаемости по результатам анализа кернового материалов.

Значение параметра ( $d$ ) – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов по месторождению - не определялось. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км.

Зональная неоднородность ( $V_3^2$ ) для объектов определяется по удельным начальным коэффициентам продуктивности скважин.

Доля неколлектора ( $W$ ) определялась отношением эффективной толщины пластов скважин к их общей толщине.

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.

### ***3.3.2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки***

Идентификация параметров моделей месторождения производилась по результатам предыдущего периода разработки. При этом параметр  $Q_0(t)$ , фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, определяется по графику зависимости удельных отборов нефти  $q(t)$ , на одну введенную в работу скважину  $q_0(t)$  от накопленных отборов нефти на середину года  $Q_d(t)$ . Параметр  $q_0(t)$  – фактический амплитудный дебит объекта при известном  $Q_0(t)$ , определяется из формулы:

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

Определение параметра  $QF_0(t)$ , фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных  $q_0(t)$ ,  $q_f(t)$  и  $QF_d(t)$  по формуле:

$$Q_{fo}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_f(t)/q_o(t)},$$

где  $q_f(t)$  и  $Q_{FD}(t)$  связаны с весовыми отборами через параметр  $\mu_0$ , 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.

### 3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

#### 3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

В процессе геологоразведочных работ, выполненных на месторождении Шубаркудук в период 1930-1931гг были установлены залежи пермотриасового комплекса, которые приурочены к двум обособленным участкам: одна – в пределах северного склона, другая – в пределах присводовой части южного крыла соляного купола.

В 1963г произведен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963г. Начальные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составил: геологические – 1870,7 тыс.т; извлекаемые – 467,6 тыс.т. На дату составления «Пересчет запасов...» за время эксплуатации было добыто 388,8 тыс.т нефти. На составления настоящего проекта на Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в количестве: геологические – 1459 и извлекаемые – 11 тыс.т.

**Таблица 3.4.1.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов**

№№	Параметры	Север	Южный
1	Тип залежи	пластовая сводовая. тектонически экранированная	
2	УВНК, м	-	-
3	Площадь нефтеносности по категории С <sub>1</sub> , тыс.м <sup>2</sup>	263,626	1456,015
5	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4-7	1.8-22.5
6	Пористость, д.ед.	0,28	0,26
7	Нефтенасыщенность, д.ед.	-	-
8	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,208	0,082
9	Пластовая температура, °С	-	-
10	Пластовое давление, МПа	-	-
11	Давление насыщения, МПа	-	-
12	Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	0,910	0,910
13	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	-	-
14	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-
15	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,027	1,025
16	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	-	-
17	Содержание серы в нефти, %	0,6	
18	Содержание парафина в нефти, %	1,5	
19	Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,059	
20	Геологические запасы нефти по состоянию 01.01.1963г по категории С <sub>1</sub> , тыс.т	147,6	1723,1
22	Извлекаемые запасы нефтипостоянию 02.01.2024г по категории С <sub>1</sub> , тыс.т	37	431
23	Остаточные геологические запасы нефти по состоянию 01.01.2024гг. по категории С <sub>1</sub>	-	1459

№№	Параметры	Север	Южный
24	Остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию 01.01.2024гг. по категории С1	-	11
25	КИН по категории С <sub>1</sub> , доли ед.	0,25	0,25

### **3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики**

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил...», «Регламента составления проектов...», результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией законтурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств.

Для обоснования технико-экономических показателей разработки и рационального коэффициента извлечения нефти были рассмотрены 3 варианта разработки эксплуатационного объекта на естественном режиме истощения пластовой энергии, различающихся между собой количеством проектных скважин.

#### **Выбор расчетных вариантов Южного крыла**

**I вариант** – предполагает бурение 1-ой добывающей скважины в 2025г в пределах Южного крыла. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 единицы.

**II вариант (рекомендуемый)** – Предусматривается бурение одной добывающей скважины в 2025 году, а также ввод в 2026 году ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда для закачки воды в пределах Южного поля. Как и I варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 ед. и нагнетательных 1 ед.

**III вариант** – Предусматривается бурение двух добывающих скважин — по одной в 2025 и 2026 годах. Также в 2026 году планируется ввод в эксплуатацию ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда для закачки воды в пределах Южного поля. Как и I и II варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 2 ед. и нагнетательных 1 ед.

Для определения проектных дебитов нефти новой скважины использовались результаты опробования старых скважин.

Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин учитывая небольшие запасы, закладывалось в зоне с наибольшими нефтенасыщенными толщами.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено два основных варианта разработки, по которым определены значения коэффициентов извлечения нефти, основные технологические и экономические показатели.

**Таблица 3.4.2.1 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки по Южному крылу**

Проектные характеристики	Южный крыло		
	Вариант 1	Вариант 2 (рек.)	Вариант 3
Геологические запасы нефти В+С <sub>1</sub> , тыс. т.	1723,1		
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	1456,015		
Система воздействия, режим	-	ППД-водой	
Система размещения скважин	Площадная		
Плотность сетки, га/скважина.	145,6	72,8	48,5
Бурение проектных добывающих скважин	1	1	2
Фонд действующих добывающих скважин, всего	1	1	2
Фонд нагнетательных скважин:	-	1	1
Режим работы скважин			
- добывающих	Рзаб≤Рнас		
- водонагнетательных	-		
Коэффициент использования фонда, д. ед.:	0,95	0,95	0,95
Коэффициенты эксплуатации новых скважин, д. ед.:			
- добывающих	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	-	0,95	0,95
Начальные извлекаемые запасы на 1 скважина, тыс. т	11	11	5,5
Геолого-технологические мероприятия	-	ввод ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда под закачку воды	
Способ эксплуатации добывающих скважин	механизированный		
Давление нагнетания на забое, МПа	на минимально возможном уровне		
водонагнетательных	-		
Рабочий агент для закачки в пласт	-	вода	
Забойное давление в добывающих скважинах, МПа	не ниже давления насыщения		

### **3.4.3 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки**

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

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

*Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:*

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[ Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где:  $q_0^{(t)}$  - амплитудный дебит нефтяной залежи на середину t-го года, т/год;

$Q_0^{(t)}$  - введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т.

*Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:*

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F_0}^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[ Q_{F_0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right],$$

где:  $q_F^{(t)}$  - текущая расчетная добыча жидкости;

$Q_{F_0}^{(t)}$  - введенные в разработку к середине t-го года весовые начальные извлекаемые запасы жидкости.

По методике «ТатНИПИнефть» одним из важных параметров, влияющих на точность определения технологических показателей разработки, является величина расчетной послойной неоднородности пластов ( $V^2$ ) и относительная производительность скважин ( $\varphi$ ), влияющие на амплитудную добычу, также как и на годовые отборы нефти и жидкости. Расчетная послойная неоднородность пластов и относительная производительность скважины в каждом варианте меняются с учетом различий системы разработки (при системе заводнения, расположении и количестве проектных добывающих и нагнетательных скважин и при др. параметрах).

В методике также учитывается вся имеющаяся информация по месторождению. В качестве основных параметров рассматриваются:

- средний коэффициент продуктивности;
- соотношение коэффициентов подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;
- параметр влияния различия физических свойств нефти и агента;
- зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами проектной сетки;

- неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности, прерывистости или доле неколлектора по площади обособленных слоев и пластов;
- шаг (линейный размер) хаотического изменения коллекторских свойств пластов;
- расчетная послойная неоднородность продуктивных пластов;
- коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта;
- предельная весовая доля агента в дебите жидкости скважины;
- средняя долговечность скважины;
- нефтеносная площадь;
- балансовые запасы нефти;
- общий фонд скважин по проектной сетке;
- показатель интенсивности снижения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения;
- начальный максимальный амплитудный дебит, начальные извлекаемые запасы нефти, начальные извлекаемые запасы нефти на одну скважину.

По методике проектирования разработки «ТатНИПИнефть» коэффициент нефтеотдачи пластов представляется в виде произведения трех коэффициентов:

$$K_{HO} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

$K_1$  - коэффициент сетки скважин;

$K_2$  - коэффициент вытеснения;

$K_3$  - коэффициент использования подвижных запасов нефти;

Коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти.

При этом коэффициент заводнения напрямую зависит от  $V_2$  - расчетной послойной неоднородности пластов и расчетной предельной доли агента  $A$ , которая в свою очередь зависит от  $A_2$  - весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A,$$

$$\text{где, } K_{3H} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}; \quad K_{3K} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2};$$

$\mu_0$  - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot \left( 1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} \right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \cdot b.$$

где  $A_2$  – предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин принята равной 0,98 с учетом высокой вязкости пластовой нефти;

$\mu_0$  – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях;

$V^2$  – расчётная послойная неоднородность пластов;

$\mu_*$  – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

$K_\phi$  – фильтрационный коэффициент, учитывающий тормозящее действия остаточной нефти  $K_\phi = K_2^{1,5}$ ;

$\mu_n$  – вязкость нефти, мПа·с;

$\mu_g$  – вязкость воды, мПа·с;

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по характерным участкам, зонам, горизонтам с учетом их геологического строения и неоднородности, а также с учетом числа проектных добывающих скважин.

#### ***3.4.4 Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений***

Согласно п.107 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр 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.

Ниже в таблице указаны проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам.

**Таблица 3.4.4.1 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам**

№ № п/п	Параметры	Южный крыло
1.	Плотность сетки скважин, га/скв	72,8
2.	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	1:1
3.	Коэффициент компенсации отборов, %	+/- 10% от годовых показателей коэффициента компенсации отбора закачкой указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
4.	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	$R_{пл}$ и $R_{заб}$ : +/- 15% от ежегодных значений
5.	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$R_{пл} > R_{заб} + \Delta P$ , где минимальное $R_{заб} > R_{нас}$
6.	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м <sup>3</sup> /т	-
7.	Объемы добычи углеводородов, тыс. т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
8.	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс. м <sup>3</sup>	+/- 10% от годовых показателей объемов обратной закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
9.	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1

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

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения по 3-м вариантам разработки месторождения Шубаркудук.

**Первый вариант** предполагает бурение 1-ой добывающей скважины в 2025г в пределах Южного крыла. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 единицы.

**Второй вариант.** Предусматривается бурение одной добывающей скважины в 2025 году, а также ввод в 2026 году ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда для закачки воды в пределах Южного поля. Как и I варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 ед. и нагнетательных 1 ед.

**Третий вариант** предусматривается бурение двух добывающих скважин — по одной в 2025 и 2026 годах. Также в 2026 году планируется ввод в эксплуатацию ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда для закачки воды в пределах Южного поля. Как и I и II варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 2 ед. и нагнетательных 1 ед.

Расчет капитальных вложений по вариантам разработки включает в себя:

- бурение добывающих скважин;
- обустройство скважин;
- перевод скважин под добычу из ликвидационного фонда.

Согласно требованиям, действующим в данное время в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан, расходы на бурение добывающих скважин определялись путем суммирования затрат на суточную проходку, количеством суток бурения, и затрат на заканчивание скважин, с учетом мобилизации буровой установки. Стоимость бурения вертикальной скважины составляет 571,43 тыс.\$/скважина. Стоимость обустройства скважины- 114,29 тыс.\$/скважина.

Стоимость перевода скважин под добычу из ликвидационного фонда- 8,00 тыс.\$/скважина. Ликвидация скважины – 4,06 тыс.\$.

#### Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты определены по элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными

технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Эксплуатационные затраты были разделены на группы:

- затраты, включаемые в себестоимость продукции;
- расходы периода;
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

Нормативы производственных затрат и расходы периода определены на основе фактических данных недропользователя.

К затратам, включаемым в себестоимость продукции, относятся:

- Химреагенты;
- Расход электроэнергии;
- Водоснабжение;
- Текущий ремонт скважин;
- Экологические расходы;
- Страхование ППП;
- ФОТ ППП;
- Прочие услуги производственного характера

Расходы периода связаны с обычной деятельностью предприятия и включают в себя:

- ФОТ АУП;
- Общеадминистративные расходы;
- Страхование АУП;

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат, налогов и платежей в бюджет по месторождению представлены в таблицах 3.5.1, 3.5.2.

**Таблица 3.5.1 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат**

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
<b>Расходы, относимые на себестоимость продукции:</b>			
1.	химреагенты		
1.1	стоимость деэмульгатора	долл/тонна реагента	7 000.0
1.2	расход деэмульгатор-диссолван для подготовки нефти	гр/тонна жидкости	102.00
1.3	стоимость ингибитор коррозии	долл/тонна реагента	1 362.3
1.4	расход ингибитора коррозии для подготовки нефти	гр/тонна жидкости	102.00
2.	расход электроэнергии	долл/тонна жидкости	3,5
3.	водоснабжение	тыс.долл/год	0,28
4.	обслуживание фонда скважин	долл/тонна нефти	5,0
5.	экологические расходы	долл/тонна нефти	0.57
6.	страхование ППП	тыс.долл/работник	0.18
7	ФОТ ППП		
7.1	среднегодовая з/п сотрудника ППП	тыс.долл./год/чел.	12.03
7.2	количество сотрудников ППП	чел.	2
7.3	показатель потребности сотрудников ПП	чел/фонд скважин	1

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
8	прочие услуги производственного характера	долл/тонна жидкости	1,0
<b>Расходы периода:</b>			
1.	ФОТ АУП		
1.1	среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.\$/год/чел.	7,73
1.2	численность АУП	чел.	1
1.3	показатель потребности сотрудников АУП	чел/фонд скважин	0,5
2.	общеадминистративные расходы	тыс.\$/год	9,7
3.	страхование АУП	тыс.\$/работник АУП.	0,19
4.	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	0
5.	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	100
6.	Технологические потери нефть	%	0,5
7.	Инфляция цены на продукцию, капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2

**Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции**

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1.	Затраты на обучение казахстанских специалистов	% от затрат на добычу предыдущего года	1,00
2.	Социально-экономическое развитие региона	% от инвестиций	1,00
3.	НИОКР	% от затрат на добычу предыдущего года	1,00
4.	Корпоративный подоходный налог	%	20,00
5.	НДПИ	%	по шкале
6.	Налог на имущество	%	1,5
7.	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
8.	Таможенная пошлина	\$/тонна	по шкале
9.	Рентный налог на экспорт нефти	%	по шкале
10.	Налог на землю и плата за пользование земельным участком	тыс.\$/год	0,57
11.	Цена реализации нефти на внешнем рынке	\$/тонна	0
12.	Цена реализации нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	213,33
13.	Цена транспорта нефти на внешнем рынке	\$/тонна	0
14.	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке	\$/тонна	21,14
15.	Год начала инфляции	год	2025
16.	Курс доллара США	тенге/доллар	525

### Амортизация

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом. Сумма амортизационных отчислений исчисляется путем применения нормы амортизации, определяемой по усмотрению недропользователя, к сумме накопленных расходов по группе амортизируемых активов, предусмотренной настоящим пунктом, на конец налогового периода.

Амортизационные отчисления по группам определялись путем применения норм амортизации согласно таблице 3.5.3.

**Таблица 3.5.3 - Предельные нормы амортизации, применяемые к фиксированным активам**

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

**Налоги и платежи**

Все налоги и платежи недропользователь платит согласно действующему Налоговому Кодексу Республики Казахстан и контракту на недропользование.

- налог на добычу полезных ископаемых на сырую нефть, включая газовый конденсат по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.4).

**Таблица 3.5.4-Ставки налога на добычу сырой нефти, включая газовый конденсат**

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставка, в %
1	2	3
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

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

- рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.5).

**Таблица 3.5.5 - Ставки рентного налога на экспорт**

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены.

- экспортная таможенная пошлина, согласно шкале (Таблица 3.5.6).

Размеры ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и нефтепродукты рассчитываются следующим образом:

1) при значении средней рыночной цены сырой нефти до 25 долларов Соединенных Штатов Америки (далее – США) за баррель – размер ставки вывозной таможенной пошлины равен 0;

2) при значении средней рыночной цены сырой нефти от 25 до 105 долларов США за баррель – размер ставки вывозной таможенной пошлины рассчитывается по следующей формуле:

$$ВТП = С_p * К,$$

где:

ВТП – размер ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть и нефтепродукты, в долларах США за тонну;

С<sub>p</sub> – средняя рыночная цена сырой нефти за предшествующий период;

К – поправочный коэффициент 1.

3) при значении средней рыночной цены сырой нефти свыше 105 \$ США за баррель применяется одна из ставок вывозных таможенных пошлин, указанных в таблице 3.5.6

**Таблица 3.5.6 - Шкала экспортной таможенной пошлины**

№	Средняя рыночная цена сырой нефти за предшествующий период, долларов США за баррель	Ставка вывозной таможенной пошлины на сырую нефть и нефтепродукты, долларов США за 1 тонну
1.	со 105 до 115	115
2.	со 115 до 125	130
3.	со 125 до 135	145
4.	со 135 до 145	160
5.	со 145 до 155	176
6.	со 155 до 165	191
7.	со 165 до 175	206
8.	со 175 до 185	221
9.	от 185 и выше	236

Налоговой базой для исчисления экспортной таможенной пошлины является стоимость экспортируемой нефти, исходя из объема нефти и мировой цены.

- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (Таблица 3.5.7).

**Таблица 3.5.7 - Ставки налога на сверхприбыль**

№ п/п	Значение отношения совокупного годового дохода к вычетам	Налоговая база	Ставка, в %	Сумма налога, подлежащая уплате в бюджет
1	2	3	4	5
1.	меньшее или равное 1,25	не облагается	0	
2.	от 1,25 до 1,3 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,25 до 1,3	10	сумма налога, исчисленная по ставке 10 %
3.	от 1,3 до 1,4 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,3 до 1,4	20	сумма налога, исчисленная по ставкам 10% и 20 %
4.	от 1,4 до 1,5 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,4 до 1,5	30	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20 % и 30%
5.	от 1,5 до 1,6 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,5 до 1,6	40	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30% и 40%
6.	от 1,6 до 1,7 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,6 до 1,7	50	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40% и 50%
7.	свыше 1,7	часть чистого дохода, превышающая значение 1,7	60	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40%, 50% и 60%

Налоговой базой для исчисления налога на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя, исчисляемая по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая 25 процентов от суммы вычетов.

## 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

### 4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1.1 – 4.1.2. по Южному полю.

Выбор расчетных вариантов Южного крыла

**I вариант** – предусматривает бурение 1-ой добывающей скважины в 2025г в пределах Южного крыла. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 единицы. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин.

Фонд действующих добывающих скважин – 1 ед.

Проектно-рентабельный период разработки – 2041 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 11,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 11,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 96,4 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 96,4 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,1%.

Рентабельный КИН – 0,008 доли ед.

**II вариант (рекомендуемый)** – Предусматривает бурение 1-ой добывающей скважины в 2025 году, также предусматривается ввод в 2026 году ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда для закачки воды в пределах Южного поля. Как и I варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 ед. и нагнетательных 1 ед.

Фонд действующих добывающих скважин – 1 ед.

Проектно-рентабельный период разработки – 2038 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 11,03 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 11,03 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 106,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 106,5 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,0%.

Рентабельный КИН – 0,008 доли ед.

**III вариант** – Предусматривается бурение двух добывающих скважин — по одной в 2025 и 2026 годах. Также в 2026 году планируется ввод в эксплуатацию ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда для закачки воды в пределах Южного

поля. Как и I и II варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 2 ед. и нагнетательных 1 ед.

Фонд действующих добывающих скважин – 2 ед.

Проектно-рентабельный период разработки – 2034 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 11,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 11,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 99,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 99,9 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,0%.

Рентабельный КИН – 0,008 доли ед.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по Южному полю. II вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважины из ликвид. фонда под закачку, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м3/сут
	всего	доб.	нагнет.					всего	нагнет.			нефти	жидкости	
2025	1	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	3,00	10,4	0
2026	0	0	0	2	0	1	0	0	0	1	1	2,88	11,0	42,2
2027	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,76	11,7	8,9
2028	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,71	13,0	10,3
2029	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,66	15,1	12,5
2030	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,60	17,8	15,2
2031	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,52	20,2	17,7
2032	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,42	23,0	20,5
2033	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,33	25,3	23,0
2034	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,23	28,3	26,0
2035	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,14	31,7	29,5
2036	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	2,06	34,3	32,2
2037	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	1,98	35,8	33,8
2038	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	1,90	37,8	35,8

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных технологических показателей разработки по Южному полю. II вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой текущая, %	Компенсация отборов закачкой накопленная, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл			годовая	накопл
2025	0,21	1,9	1,9	0,2	1,9	0,0001	0,7	0,7	71,2	0	0	0	0	0	0
2026	1,00	9,1	9,3	1,2	11,0	0,001	3,8	4,5	73,8	2,8	2,8	68,7	57,7	0	0
2027	0,96	8,7	9,8	2,2	19,7	0,001	4,1	8,6	76,4	3,1	5,9	71,0	64,0	0	0
2028	0,94	8,5	10,6	3,1	28,2	0,002	4,5	13,1	79,2	3,6	9,5	73,4	67,2	0	0
2029	0,92	8,4	11,7	4,0	36,6	0,003	5,2	18,4	82,4	4,3	13,8	76,2	69,8	0	0
2030	0,90	8,2	12,9	4,9	44,8	0,003	6,2	24,5	85,4	5,3	19,1	78,7	72,1	0	0
2031	0,88	8,0	14,4	5,8	52,8	0,004	7,0	31,5	87,5	6,1	25,2	80,5	73,9	0	0
2032	0,84	7,6	16,2	6,6	60,4	0,005	8,0	39,5	89,4	7,1	32,3	82,1	75,6	0	0
2033	0,81	7,3	18,5	7,5	67,7	0,005	8,8	48,3	90,8	8,0	40,3	83,3	77,0	0	0
2034	0,77	7,0	21,8	8,2	74,8	0,006	9,8	58,1	92,1	9,0	49,3	84,3	78,2	0	0
2035	0,74	6,8	26,8	9,0	81,5	0,006	11,0	69,1	93,2	10,2	59,5	85,1	79,3	0	0
2036	0,71	6,5	35,2	9,7	88,0	0,007	11,9	81,0	94,0	11,2	70,7	85,7	80,3	0	0
2037	0,69	6,2	52,0	10,4	94,3	0,007	12,4	93,4	94,5	11,7	82,4	86,2	81,1	0	0
2038	0,66	6,0		11,0	100,2	0,008	13,1	106,5	95,0	12,4	94,8	86,6	81,8	0	0

## **4.2 Экономические показатели вариантов разработки**

Экономическая оценка проводилась по 3 вариантам разработки. Оценка осуществлялась с применением финансовых и экономических допущений, перечисленных и обоснованных затрат в разделе 3.5. Экономическая оценка вариантов разработки проводилась на основании действующего Законодательства Республики Казахстан.

Результаты экономических расчетов 2-го варианта разработки месторождения Шубаркудук представлены в таблицах 4.2.1-4.2.5.

Расчеты по остальным вариантам разработки представлены в табличных приложениях П.4.2.1-4.2.10

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по месторождению Шубаркудук. Вариант II

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>I</b>	<b>Бурение и обустройство скважин</b>																		
1.	Бурение добывающих скважин	скв.	1	571.43	<b>571.43</b>	571.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Обустройство скважин наземное	скв.	1	114.29	<b>114.29</b>	114.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат на бурение скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>685.71</b>	<b>685.71</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>II</b>	<b>Перевод скважин</b>				0														
1.	Ввод скважины из ликвид фонда под закачку	тыс.\$	1	8.00	<b>8.00</b>	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$			<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат по переводу скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>8</b>	<b>0.00</b>	<b>8.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции</b>					<b>8</b>	<b>0.00</b>	<b>8.16</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>III</b>	<b>Ликвидация скважин</b>				0														
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	4.06	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	4.06	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат на ликвидацию скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Всего капитальных затрат</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>694</b>	<b>685.71</b>	<b>8.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Всего капитальных затрат с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>694</b>	<b>685.71</b>	<b>8.16</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Коэффициент инфляции</b>		<b>%</b>				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27	1.29

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Шубаркудук. Вариант II

Годы	Инфляция, %	Объем добычи газа, млн.м3	Технологические потери газа, млн.м3	Использование газа на собственные нужды, млн.м3	Расчет дохода от продажи газа					Общий доход предприятия (без НДС), тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, млн.м3	внешний рынок, млн.м3	внутренний рынок, млн.м3	внешний рынок, \$/тыс.м3	внутренний рынок, \$/тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	1.00	0.21	0.00	0.00	0.21	0.00	0.21	426.37	213.3	45
2026	1.02	1.00	0.00	0.00	0.99	0.00	0.99	434.90	217.6	216
2027	1.04	0.96	0.00	0.00	0.95	0.00	0.95	443.60	222.0	212
2028	1.06	0.94	0.00	0.00	0.93	0.00	0.93	452.47	226.4	212
2029	1.08	0.92	0.00	0.00	0.92	0.00	0.92	461.52	230.9	212
2030	1.10	0.90	0.00	0.00	0.90	0.00	0.90	470.75	235.5	211
2031	1.13	0.88	0.00	0.00	0.87	0.00	0.87	480.16	240.2	209
2032	1.15	0.84	0.00	0.00	0.84	0.00	0.84	489.76	245.1	205
2033	1.17	0.81	0.00	0.00	0.80	0.00	0.80	499.56	250.0	201
2034	1.20	0.77	0.00	0.00	0.77	0.00	0.77	509.55	255.0	196
2035	1.22	0.74	0.00	0.00	0.74	0.00	0.74	519.74	260.1	192
2036	1.24	0.71	0.00	0.00	0.71	0.00	0.71	530.14	265.3	188
2037	1.27	0.69	0.00	0.00	0.68	0.00	0.68	540.74	270.6	184
2038	1.29	0.66	0.00	0.00	0.65	0.00	0.65	551.55	276.0	181
<b>Итого</b>		<b>11.03</b>	<b>0.06</b>	<b>0.00</b>	<b>10.97</b>	<b>0.00</b>	<b>10.97</b>			<b>2 664</b>

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Шубаркудук. Вариант II

Год	Инфляция, %	Производственные расходы								Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции				Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода		
		Химреагенты, тыс.долл.	Расход электроэнергии, тыс.долл	Водоснабжение, тыс.долл.	Текущий ремонт скважин, тыс.долл.	Экологические расходы, тыс.долл.	Страхование ППП, тыс.долл.	ФОТ ППП, тыс.долл.	Прочие услуги производственного характера, тыс.долл	НДПИ, тыс.долл.	Налоги ФОТ ППП (ИПН, ОПВ, ВОСМС, ОСМС), тыс.\$	Налоги ФОТ ППП (СН,СО, ООСМС, ОПВ, ОППВ), тыс.\$	Налог на имущество, тыс.долл.			Общедминистративные расходы, тыс.долл.	Страхование АУП, тыс.долл.	ФОТ АУП, тыс.долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2025	1.00	0.6	2.6	0.1	1.1	0.1	0.1	4.6	0.7	1.1	1.2	1.2	8.7	10	12	1.8	0.2	1.6
2026	1.02	3.3	13.6	0.3	5.1	0.6	0.4	24.5	3.9	5.4	6.4	6.3	7.5	52	26	9.7	0.2	7.9
2027	1.04	3.6	14.8	0.3	5.0	0.6	0.4	25.0	4.2	5.3	6.6	6.4	6.4	54	25	9.9	0.2	8.0
2028	1.06	4.1	16.8	0.3	5.0	0.6	0.4	25.5	4.8	5.3	6.7	6.5	5.4	57	24	10.1	0.2	8.2
2029	1.08	4.8	19.9	0.3	5.0	0.6	0.4	26.1	5.7	5.3	6.8	6.6	4.6	63	23	10.3	0.2	8.4
2030	1.10	5.8	23.8	0.3	5.0	0.6	0.4	26.6	6.8	5.3	7.0	6.8	3.9	69	23	10.5	0.2	8.5
2031	1.13	6.7	27.6	0.3	4.9	0.6	0.4	27.1	7.9	5.2	7.1	6.9	3.3	76	23	10.7	0.2	8.7
2032	1.15	7.8	32.0	0.3	4.8	0.6	0.4	27.6	9.1	5.1	7.3	7.0	2.8	83	22	11.0	0.2	8.9
2033	1.17	8.8	36.0	0.3	4.7	0.5	0.4	25.4	9.3	5.0	6.7	6.5	2.4	85	21	11.2	0.2	8.2
2034	1.20	10.0	41.1	0.3	4.6	0.5	0.4	25.9	10.6	4.9	6.8	6.6	2.1	93	20	11.4	0.2	8.3
2035	1.22	11.4	46.9	0.3	4.5	0.5	0.4	26.4	12.1	4.8	6.9	6.7	1.7	103	20	11.6	0.2	8.5
2036	1.24	12.6	51.8	0.3	4.4	0.5	0.4	23.9	11.1	4.7	6.3	6.1	1.5	105	19	11.9	0.2	8.7
2037	1.27	11.8	55.2	0.3	4.3	0.5	0.5	22.9	11.8	4.6	6.0	5.8	1.3	107	18	12.1	0.2	8.8
2038	1.29	12.7	59.3	0.4	4.3	0.5	0.5	21.8	12.5	4.5	5.7	5.6	1.1	112	17	12.3	0.2	8.0
<b>Итого</b>		<b>104</b>	<b>441</b>	<b>4</b>	<b>63</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>333</b>	<b>110</b>	<b>67</b>	<b>88</b>	<b>85</b>	<b>53</b>	<b>1 069</b>	<b>292</b>	<b>145</b>	<b>3</b>	<b>111</b>

продолжение таблицы 4.2.3

Год	Расходы по реализации			Налоги и платежи, входящие в расходы периода					Всего расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Всего налоги и платежи, входящие в расходы периода, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс.долл.	НИОКР, тыс.долл	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Себестоимость нефти (производственные затраты +расходы периода), долл/тонна
	Транспортировка газа на экспорт, тыс.долл.	Транспортировка газа на внутренний рынок, тыс.долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Налог на транспорт, тыс.долл	Плата за пользование земельным участком, тыс.\$	Налоги ФОТАУП (ОПВ, ИПН, ВОСМС), тыс.\$	Налоги ФОТАУП (СН,СО, ООСМС), тыс.\$											
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
2025	0.0	4.4	0.0	0.0	0.2	0.6	0.4	0.3	4	4	1	0.19	18	5.9	7.0	5.8	51	47	241
2026	0.0	21.4	0.0	0.0	0.2	0.6	2.1	1.3	18	21	4	0.92	92	5.9	7.0	5.8	140	52	141
2027	0.0	21.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.1	1.3	18	21	4	0.88	94	0.6	0.7	0.5	125	56	130
2028	0.0	21.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.3	19	21	4	0.86	98	0.6	0.5	0.5	128	61	136
2029	0.0	21.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.3	19	21	4	0.84	103	0.6	0.6	0.6	133	68	144
2030	0.0	21.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.4	19	21	4	0.83	110	0.6	0.6	0.6	140	77	155
2031	0.0	20.7	0.0	0.0	0.2	0.6	2.3	1.4	20	21	5	0.80	117	0.7	0.7	0.7	146	86	167
2032	0.0	20.3	0.0	0.0	0.2	0.7	2.3	1.4	20	20	5	0.77	124	0.8	0.8	0.8	153	98	182
2033	0.0	19.9	0.0	0.0	0.2	0.7	2.1	1.3	20	20	4	0.74	126	0.8	0.8	0.8	153	106	190
2034	0.0	19.5	0.0	0.0	0.2	0.7	2.2	1.3	20	19	4	0.71	134	0.9	0.9	0.9	161	121	208
2035	0.0	19.1	0.0	0.0	0.3	0.7	2.2	1.4	20	19	5	0.68	143	1.0	0.9	0.9	170	138	229
2036	0.0	18.7	0.0	0.0	0.3	0.7	2.3	1.4	21	19	5	0.65	145	1.0	1.0	1.0	172	147	240
2037	0.0	18.3	0.0	0.0	0.3	0.7	2.3	1.4	21	18	5	0.63	147	1.1	1.1	1.1	173	157	253
2038	0.0	17.9	0.0	0.0	0.3	0.7	2.1	1.3	21	18	4	0.60	151	1.1	1.1	1.1	176	170	267
<b>Итого</b>	<b>0</b>	<b>264</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>9</b>	<b>29</b>	<b>18</b>	<b>258</b>	<b>264</b>	<b>59</b>	<b>10</b>	<b>1 601</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>2 019</b>		

Таблица 4.2.4-Расчет чистой прибыли по месторождения Шубаркудук. Вариант II

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тыс.м3 газа, \$/тыс.м3	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2025	18	241	-109	103	51	-109	-109	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2026	92	141	-13	89	140	-13	-13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2027	94	130	12	75	125	-110	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2028	98	136	20	64	128	-90	20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2029	103	144	24	54	133	-66	24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2030	110	155	26	46	140	-40	26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2031	117	167	24	39	146	-16	24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2032	124	182	18	33	153	2	18	2.2	0.4	1.8	0.0	1.8
2033	126	190	19	28	153	19	19	19.2	3.8	15.3	0.0	15.3
2034	134	208	11	24	161	11	11	11.4	2.3	9.1	0.0	9.1
2035	143	229	1	21	170	1	1	1.5	0.3	1.2	0.0	1.2
2036	145	240	-1	17	172	-1	-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2037	147	253	-3	15	173	-3	-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2038	151	267	-8	13	176	-8	-8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Итого</b>	<b>1 601</b>		<b>23</b>	<b>622</b>	<b>2 019</b>	<b>-421</b>	<b>23</b>	<b>34</b>	<b>7</b>	<b>27</b>	<b>0</b>	<b>27</b>

Таблица 4.2.5-Расчет потоков денежной наличности месторождения Шубаркудук. Вариант II

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2025	0	-692	-692	н/д	-629	0
2026	0	68	-624	0%	-573	0
2027	0	87	-537	0%	-507	0
2028	0	84	-453	0%	-450	0
2029	0	79	-374	0%	-401	0
2030	0	72	-302	0%	-361	0
2031	0	63	-239	0%	-328	0
2032	2	51	-188	0%	-304	0
2033	15	44	-144	0%	-286	0
2034	9	33	-111	0%	-273	0
2035	1	22	-89	0%	-265	0
2036	0	17	-72	0%	-260	0
2037	0	11	-61	0%	-257	0
2038	0	5	-56	0%	-255	0
2039	0	-7	-63	0%	-257	0
2040	0	-16	-79	0%	-260	0
2041	0	-26	-105	0%	-266	0

### 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Последняя оценка запасов УВ месторождения Шубаркудук была выполнена в 1963г в рамках «Пересчет запасов...» на дату 01.01.1963г. Начальные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составили: геологические – 1870,7 тыс.т; извлекаемые – 467,6 тыс.т.

Категория	Геологические, тыс.т	Извлекаемые, тыс.т.
С <sub>1</sub>	1870,7	467,6

#### Анализ расчетных КИН

В настоящей работе коэффициент извлечения нефти для всех залежей по промышленным категориям С<sub>1</sub> определялся за весь срок разработки на основании гидродинамических расчетов.

Для прогноза технологических показателей разработки продуктивных горизонтов месторождения рассмотрен 3 вариант выработки запасов нефти.

По результатам технико-экономического анализа показателей разработки, выполненного в настоящей работе, определены конечные коэффициенты нефтеизвлечения за экономически рентабельный период разработки месторождения, сопоставление которых приведено в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН) по вариантам

Параметры	Значения по вариантам		
	I	II (рекомендуемый)	III
1	2	3	4
<b>Южное поле</b>			
КИН, доли ед.	0,008	0,008	0,008
Срок достижения экономического предела, год	2041	2038	2034

Таблица 4.3.2 – Выработка запасов нефти по состоянию на 01.01.2025г

№№	Крыло	Утвержденные запасы, тыс.т		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Выработка запасов, %
		геологические	извлекаемые		
1	Южный	1723,1	430,8	469,9	109,1
2	Северный	147,6	36,8	35,4	96,1
<b>В целом по месторождению</b>		<b>1870,7</b>	<b>467,6</b>	<b>505,3</b>	<b>108,0</b>

## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Настоящий раздел описывает основные принципы и правила, использованные для расчета технико-экономических показателей 3-х вариантов разработки. На основе предложенных вариантов разработки и вышеуказанных допущений, в программе Excel были разработаны электронные таблицы, позволяющие вычислять поток наличности на любую дату оценки. Созданная экономическая модель учитывает следующие моменты:

- расчет валовой выручки (продажа нефти);
- учет всех возмещаемых и невозмещаемых обязательных платежей;
- расчет налогов;
- расчет потока наличности недропользователя;
- расчет потока наличности Республики Казахстан;
- подготовка и выгрузка всех необходимых таблиц для раздела.

Для принятия решения эффективности экономических показателей вариантов разработки, были рассчитаны интегральные показатели такие как, поток наличности, чистая приведенная стоимость (ЧПС/NPV) со ставкой дисконтирования 10%. Данные показатели были рассчитаны на чистых денежных потоках.

Чистая приведенная стоимость (ЧПС/NPV) -основной показатель эффективности инвестиций с нормой дисконтирования 10%. Если значение (+) -прибыль, если (-) -потери. Экономически рентабельный срок разработки месторождения– время с начала разработки до года, когда поток наличности по проекту становится отрицательным и показывает, что дальнейшая разработка месторождения становится нерентабельной. Расчет экономической эффективности произведен в текущих ценах. При проведении расчетов бралась во внимание инфляция – рост общего уровня цен и издержек, сопровождающаяся потерей покупательной способности денежной единицы – доллара США. При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2025, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы при вычислении значения чистой приведенной стоимости исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящие из-за инфляции) изменения в структуре цен.

Сопоставление технико-экономических показателей 3-х вариантов разработки приводится в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Шубаркудук

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный
1.	Период расчета, годы	2025-2038	2025-2044	2025-2038	2025-2041	2025-2034	2025-2037
2.	Ввод добывающих скважин, шт.	1	1	1	1	2	2
2.1.	Ввод/перевод нагнетательных скважин, шт.	0	0	1	1	1	1
3.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	1	1	2	2	3	3
4.	Добыча жидкости, тыс.т.	71.51	122,17	106.51	148.72	99.91	153.15
5.	Накопленная добычи жидкости с начала разработки, тыс.т.	71.51	122.17	106.51	148.72	99.91	153.15
6.	Добыча нефти, тыс.т.	9.70	12.14	11.03	12.85	11.00	13.13
7.	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	9.70	12.14	11.03	12.85	11.00	13.13
8.	Добыча растворенного газа, млн.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9.	Накопленная добыча растворенного газа начала разработки, млн.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.	Закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	94.78	135.05	88.37	139.48
11.	Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	94.78	135.05	88.37	139.48
12.	Суммарная продажа нефти, тыс.т.	9,65	12.08	10,97	12.78	10,95	13.06
13.	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.\$	2 330	3 044	2 664	3 184	2 554	3 114
14.	Эксплуатационные затраты (с учетом амортизации и налоговых платежей), тыс.\$	1 336	2 070	1 601	2 092	1 353	1 900
15.	Средние общие затраты на 1т нефти, \$/т	137,74	170,51	145,15	163,44	123,0	144,71
16.	Капитальные вложения, тыс.\$	686	686	694	694	1 393	1 393
17.	Удельные капитальные вложения, \$/т	62,20	56,51	62,92	54,01	126,64	106,10
18.	Корпоративный подоходный налог, тыс.\$	0	0	7	7	0	0
19.	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	0	0	0	0	0	0
20.	Налоги и платежи в бюджет, тыс.\$	403	547	418	496	401	489
21.	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, тыс.\$	403	547	425	503	401	489
22.	Поток денежной наличности подрядчика, тыс.\$	-95	-259	-56	-105	-593	-669
23.	Чистая приведенная стоимость подрядчика при ставке 10%, тыс. \$	-272	-301	-255	-266	-684	-708
24.	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0,007	0,008	0,008	0,009	0,008	0,009

По результатам сравнительного анализа экономических данных таблицы, видно, что во всех случаях поток денежной наличности подрядчика и чистая приведённая стоимость имеют отрицательные значения. При этом наименьшие отрицательные значения потока наличности и ЧПС зафиксированы во втором варианте, где поток денежной наличности составил -56 тыс. долл.США, а ЧПС — -255 тыс. долл.США. Указанные значения являются наименее убыточными по сравнению с другими вариантами. Исходя из вышеуказанного, второй вариант разработки является наиболее предпочтительный из представленных, в случае выбора наименее затратного сценария.

## **6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

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

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства

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

Выбор рационального устьевого и внутрискважинного оборудования для добычи нефти и газа, основан на технологических условиях эксплуатации скважин, определённых исходя из геолого-промысловой характеристики пласта и физико-химических свойств флюида, с учётом прогнозируемых технологических показателей месторождения Шубаркудук.

По результатам анализа технологических условий, эксплуатации скважин, а также учитывая физико-химические свойства продукции, условия фонтанирования в данном разделе не рассматриваются. Для данного месторождения рекомендуется применять механизированные способы эксплуатации.

Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

#### ***Устьевое оборудование***

Исходя из технологических условий эксплуатации скважин, на устьях нефтяных скважин должна устанавливаться колонная головка ОКК1-244,5x139,7мм и фонтанная арматура АФК1-65-140, рассчитанная на давление 14 МПа, с проходным диаметром стволовой части елки - 65 мм и с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками). Диаметр боковых отводов может быть увеличен с учетом применения в системе сбора шлейфа большего диаметра. Боковые выкиды арматуры оборудуются штуцерной камерой для установки штуцеров и фонтанными клапанами или дроссельными устройствами. Боковые отводы подсоединяются к замерным установкам и накопительной емкости с помощью

выкидных линий.

При наблюдении за работой фонтанной скважины и ее обслуживании замеряют буферное и затрубное давления, рабочие давления на замерных установках, определяют дебит нефти, газа, содержание воды и песка в продукции скважины и т.п. Кроме того, проверяют исправность устьевого оборудования; выкидных линий; скребков, применяемых для борьбы с образованием отложений АСПО.

Вновь вводимые в эксплуатацию скважины после срока фонтанирования предлагается перевести на механизированный способ эксплуатации.

Для условий месторождения Шубаркудук из известных механизированных способов эксплуатации наиболее подходящими являются установки УШГН и УШВН.

### ***Эксплуатация скважин штанговыми глубинно-насосными установками***

Для нефтяной скважины со слабыми дебитными характеристиками предлагается использование штангово-глубинных насосов. Дебиты жидкости, глубина продуктивного пласта и глубина скважины являются важными факторами для выбора способа эксплуатации.

Устья скважин предлагается оборудовать станком–качалкой аналога СУJ5-3-26НВ грузоподъемностью 3 тонн. На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи трубодержателя, устанавливаемой на колонном фланце. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой.

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

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

### ***Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками***

Возможность регулирования подачи насоса сменой диаметра шкива позволяет эксплуатацию винтового насоса в широком диапазоне дебитов, возможности оптимизации работы скважин без участия бригад ПРС делает эксплуатацию винтовыми насосами привлекательной в плане небольших материальных затрат. Винтовые насосы работают стабильно при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

УШВН с верхним приводом по сравнению с другими установками механизированной эксплуатации имеет ряд преимуществ, таких как простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки, а также простота транспортировки, монтажа и обслуживания. Уравновешенность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

Винтовой насос рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом свыше 2 м<sup>3</sup>/сут. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора.

С учетом свойств сырой нефти предпочтительно использование штангового насоса.

Винтовой насос применяется в широком диапазоне вязкости. Как правило, винтовой насос может применяться для добычи жидкости вязкостью ниже, чем 5000 МПа·с (50°С). Поэтому для большинства скважин с высокой вязкостью можно применить винтовой насос.

Винтовой насос имеет незначительное количество движущихся деталей, короткие и простые проходные каналы. Эластомер статора имеет хорошую переносимость к сопротивлению, поэтому винтовой насос способен поднять жидкость с высоким содержанием песка (до 40%).

Оптимизация работы установок может осуществляться путём изменения глубины подвески насосов. Для оптимизации конструкции штанговых колонн, во избежание их обрывов, необходимо, чтобы допускаемое приведенное напряжение марок штанг, применяемых для спуска насосов, соответствовала рассчитанному приведенному напряжению (σпр).

Эксплуатацию скважин следует начинать с минимальных оборотов с последующим выводом на оптимальный режим исходя из динамических уровней и технологических режимов.

## **6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин**

Образование отложений асфальтено-смолопарафиновых веществ (АСПО) на поверхностях скважинного оборудования – наиболее распространенный вид осложнений при эксплуатации скважин. Факторами, определяющими этот процесс, являются высокое содержание в пластовой нефти коллоидных частиц асфальтенов, растворенных смол и твердых углеводородов – парафинов, температура и давление. Выпадение парафинов на стенках колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) обусловлено перенасыщением нефти

вследствие снижения температуры нефти и выделения газа по мере продвижения потока жидкости от забоя к устью. Интенсивная кристаллизация твердых парафинов на смоло-асфальтеновом слое начинается при снижении температуры насыщения нефти парафином (температура кристаллизации парафина).

В процессе разработки месторождения необходимо учитывать ряд факторов, в той или иной степени обуславливающих возможные осложнения при эксплуатации скважин:

- отложения парафина в подземном и наземном оборудовании;
- вынос песка, образование песчаных пробок.

Наличие парафина независимо от его количества в нефти ставит перед производителями много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией осложнений, вызываемых АСПО.

### ***Влияние АСПО на работу подземного оборудования***

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия ГЖС;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения ГЖС и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Практика добычи парафинистой нефти показывает, что основными местами отложений парафина являются:

- скважинные насосы;
- НКТ;
- выкидные линии от скважин;
- резервуары промысловых сборных пунктов.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться во времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны.

Для очистки скважины от АСПО из ПЗС и скважинного оборудования предлагается

применить обработку ПЗС горячей нефтью с помощью депарафинизационных агрегатов АДПМ.

Последствиями данного вида осложнений является:

- преждевременный выход из строя внутрискважинного оборудования;
- снижение межремонтного и межочистного периодов работы скважин;
- потери нефти, связанные с простоями скважин;
- ухудшение технико-экономических показателей работы скважин.

#### ***Предотвращение образования парафино-смолистых отложений***

С целью предотвращения отложений в промысловом оборудовании предлагается применение ингибиторов, предназначенных для предотвращения отложения парафиновых углеводородов на оборудовании в процессе добычи нефти.

Ингибиторы эффективны при использовании на низко-обводненных скважинах, что как раз подходит к данному месторождению. Обладает антикоррозионным действием.

Объект применения:

- добывающие скважины;
- трубопроводы систем нефте-сбора.

Оптимальные дозировки реагента подбираются в ходе лабораторных и опытно-промышленных испытаний в зависимости от характеристик АСПО.

Также для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании рекомендуется реагенты – ингибиторы. Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами, влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

- бутил бензольная фракция (бутилен бензол, изопропилбензол);
- толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);
- Ингибитор - смесь парафиновых углеводородов нормального построения, а также ароматических углеводородов;
- Ингибитор - углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

- устьевых дозирочных насосов в затрубное пространство скважины;
- глубинных дозаторов, установленных на хвостовике насоса.

### ***Противокоррозионные мероприятия***

Для защиты от коррозии трубопроводов при обводненности 50% и более предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии.

### **6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин**

Система внутрипромыслового сбора и подготовка добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера дебитов и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарного качества и сдачи потребителю. При выборе технологии внутри промыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации 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;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

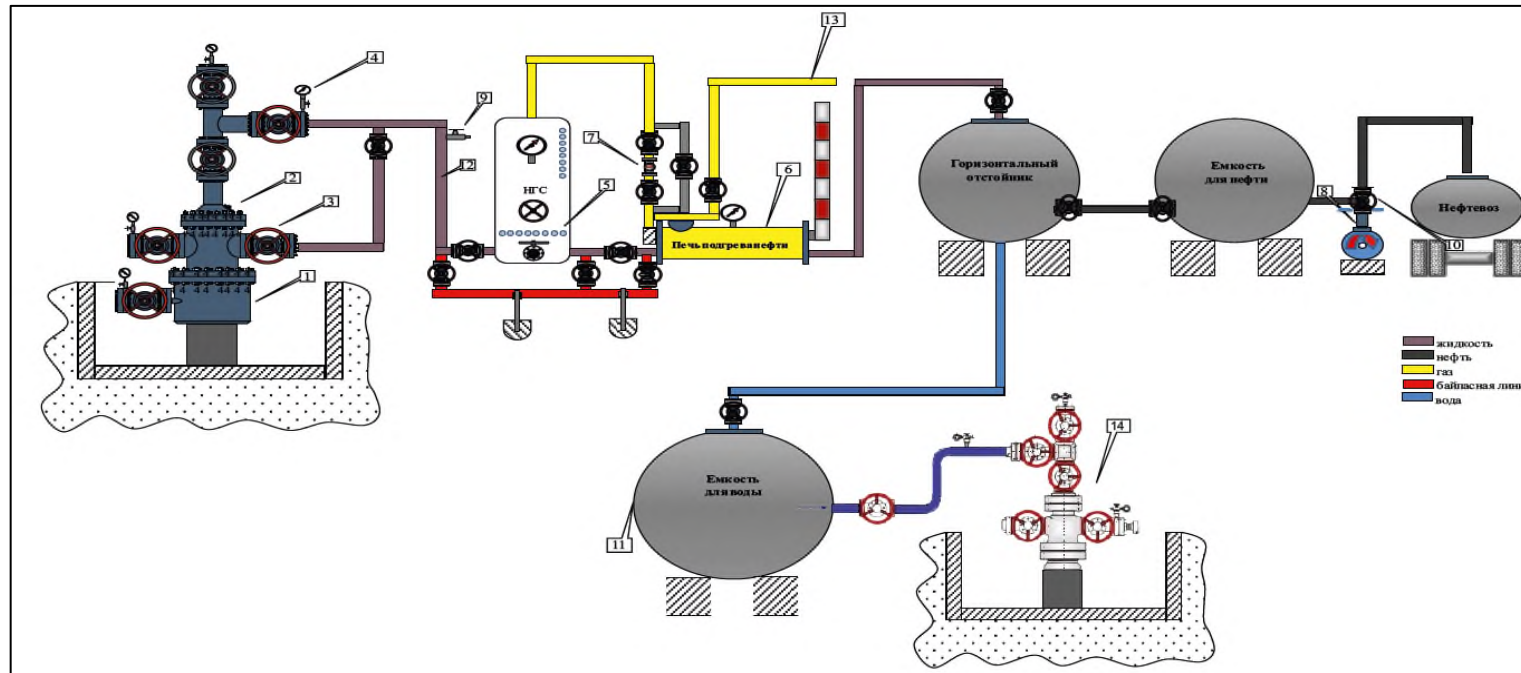
Система внутри промыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» должна удовлетворять следующим требованиям:

- 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.

С учетом условий разработки месторождения Шубаркудук, прогнозируемой динамики добычи нефти, способа эксплуатации, состава и свойств нефти и охраны окружающей среды технология производства предусматривает следующую систему сбора:

Система сбора и транспортировки добываемой продукции триасовых горизонтов предусматривает, что продукция со скважин будет поступать на сепарационный блок для отделения жидкости и предварительного сброса воды в ёмкость.

После сепарации продукция поступает в отстойник. Далее, подготовленная нефть из отстойника будет вывозиться автоцистернами на железнодорожную станцию Шубаркудук. Ниже на рисунке 6.3.1 представлена предложенная система сбора и транспортировка добываемой продукции.



1. ОКК1-244,5x139,7мм×14 МПа
2. АФК1-65x140, 14 МПа
3. Задвижка шиберная 6А.ЗМС 50x21, 6А.ЗМС5 65x21
4. Манометр МПЗ-Уф, ДМ 8008-Вуф
5. НГС
6. Печь подогрева нефти
7. Прибор учета газа
8. Центробежный насос
9. Пробоотборник
10. Задвижка Ру16 Ду80
11. Емкость для сбора воды
12. Выкидная линия ф76мм
13. Факельная линия
14. Нагнетательная скважина

Рис. 6.3.1 - Система сбора и транспортировки добываемой продукции для скважин с попутным газом

#### **6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа**

В предыдущих проектах было указано, что при добыче нефти растворенный газ отсутствует. В соответствии с этим в прогнозных технологических показателях разработки добыча растворенного газа не предусматривается.

На месторождения Шубаркудук будет работать печь подогрева на дизельном топливе.

#### **6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды используемой для заводнения**

Согласно рекомендуемому варианту на месторождении Шубаркудук для разработки нефтяной залежи будет использоваться 1 нагнетательная скважина для ППД. По рекомендуемому варианту разработки максимальный объем закачки воды для ППД приходится на 2039 г. При общей годовой добыче жидкости в 10,6 тыс т. объем закачки воды будет составлять 10,0 тыс.м<sup>3</sup>.

При закачке каждая нагнетательная скважина должна иметь счетчик индивидуального замера расхода воды и манометр для контрольного замера давления нагнетания. При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно «Единым правилам разработки нефтегазовых месторождений РК» требуется ежедневно контролировать уровень содержания нефтепродуктов и механических примесей в закачиваемой воде, раз в месяц выполнять химические анализы по определению компонентного состава закачиваемой воды и раз в квартал на нагнетательных скважинах необходимо осуществлять контрольные замеры забойного давления. Основным видом осложнений при закачке воды вероятно будет уменьшение приемистости нагнетательных скважин из-за загрязнений призабойной зоны мех. примесями и нефтью. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин на 20 % требуется проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и при необходимости повышать качество подготовки для улучшения параметров закачиваемой воды.

##### *Показатель качества закачиваемой воды*

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- Сухой остаток. В зависимости от плотности воды.
- Водородный показатель (рН). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат - иона. Не более 5 мг/моль·л.

- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль·л.
- Показатель стабильности. Вода должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.

Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0.3% в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.

Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно-активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.

Содержание растворенного кислорода. Не более 0.05 мг/л.

Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.

Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.

К содержанию механических примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде предъявляются требования, которые определяются в зависимости от типа продуктивного коллектора и его проницаемости в таблице 6.5.1.

**Таблица 6.5.1 - Допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей в зависимости от коллекторских свойств пласта**

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0.1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Содержание механических примесей. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105°C и в пробе после прокаливании при 600°C должно быть одинаковым и составлять не более 30 мг/л. Содержание нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости определяется также по таблице 6.5.1 и составляет не более 30 мг/л. Размер частиц механических примесей в воде. Средний размер частиц механических примесей в воде должен быть меньше среднего размера каналов пор коллекторов продуктивного пласта и составляет 20-100 мкм.

Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) должно отсутствовать.

Содержание иона железа (II). Содержание иона окисного (II) железа должно быть не более 1 мг/л.

## 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

Конструкция скважин должна быть прочной, обеспечивать герметичное разобщение всех проницаемых пород, вскрытых при бурении, безусловную возможность достижения проектной глубины и решения геологических и других исследовательских задач в процессе бурения, осуществления запроектированных режимов эксплуатации на всех этапах разработки месторождения, соблюдения требований законов об охране недр и защите окружающей среды от загрязнения.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление  $\varnothing 339,7$  ( $13\frac{3}{8}$ " ) x 10м – цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор  $\varnothing 244,5$  ( $9\frac{5}{8}$ " ) мм x 160м – цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна  $\varnothing 168,3$  ( $6\frac{5}{8}$ " ) мм x 500 ( $\pm 250$ )м – цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

При расчете эксплуатационных колонн для всех типов скважин следует учитывать максимальные внутренние давления, возникающие при производстве специальных технологических операций в процессе эксплуатации скважин.

Ниже в таблице 7.1.2. представлен цикл строительства скважин на месторождении.

**Таблица 7.1.1 – Продолжительность цикла строительства скважин для вертикальных скважин**

<b>Продолжительность цикла строительства скважины, сут.</b>	<b>22</b>
строительно-монтажные работы (мобилизация, монтаж), сут	4
подготовительные работы к бурению	2
бурение и крепление	13
испытание объектов: подготовительные работы	3

После окончания ОЗЦ все обсадные колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качества цементирования. Окончательный вариант конструкции скважин будет принят при разработке технического проекта на строительство скважин.

Таблица 7.1.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны ( в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направления Ø 339,7 (13 <sup>3/8</sup> " ) мм	0	10	393,7	0	1	1	0	10	Цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважин в циркуляционную систему.
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 <sup>5/8</sup> " )	0	160	295,3	0	1	1	0	160	Цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	Эксплуатационная Ø 168,3 (6 <sup>5/8</sup> " ) мм	0	500	215,9	0	1	1	0	500	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия газового пласта, разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

## 7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Вскрытие продуктивных пластов необходимо проводить химически обработанными полимерными растворами. При этом депрессия в пласте не должна превышать 5% от пластового давления. Вскрытие горизонта следует проводить 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 являются:

- создание противодействия на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявления после вторичного вскрытия перфорацией;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

На основании анализа сравнительной показатели различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется использовать перфорационные системы Schlumberger Power Jet 41/2 НМХ, с плотностью зарядов 16 отв. на 1 погонный метр, которые прошли испытания и показали хорошие результаты не только на полях дальнего зарубежья, но и на полях Казахстана.

Исследованиями доказано, что дебит скважины будет выше, если при перфорации использовать чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и промывать перфорационные каналы обратным потоком пластовой жидкости из пласта в скважину. А чтобы этого достичь, необходимо перфорировать с перепадом давления, направленным в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия бурового раствора на продуктивный пласт при бурении и вредного воздействия бурового раствора рекомендуется перфорировать продуктивные пласты, при депрессии на пласт, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Поэтому в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются:

Направление – бурение вести с использованием технической воды.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водо-проявлений и газо-проявлений техногенного характера следует производить заранее приготовленным глинистым раствором (50 м<sup>3</sup>), для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и предупреждения

проникновения фильтрата в пласт. Если в альб-сеноманских отложениях идет поглощение бурового раствора, то следует использовать 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц (зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % к объему бурового раствора.

Эксплуатационная колонна - бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта производить с использованием ингибированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким содержанием твердой фазы с ведением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор вводится 3-4 % КСl (хлористого калия) и ХВ-полимер (типа Родопол-23П). Перед вводом КСl в буровой раствор предварительно обработать реагентом стабилизатором по водоотдаче и вязкости Форалис-380П. С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора, предусмотренная программой, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ЕТП на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации на 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую в виде водного раствора солей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Но для участков продуктивных пластов, рекомендуется при вторичном вскрытии продуктивного пласта, произвести соляно-кислотную обработку под давлением, как наиболее перспективный метод очистки призабойной зоны скважин.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикаторм.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;

- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа, а после его сжигание;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- соблюдать разработанную конструкцию скважин обеспечивающая изоляцию водоносных горизонтов и создающая надежную крепь, для дальнейшей эксплуатации скважины;
- создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми.

При бурении под эксплуатационную очень важно не оставлять буровую жидкость в неподвижном состоянии на долгое время, особенно при повышенной температуре.

Большая водоотдача приводит к образованию толстого слоя глины прямо у стенок горных пород, которую трудно удалить без механических или химических средств. Необходимо уменьшить водоотдачу буровой жидкости до спуска обсадных труб и цементирования.

Применение буферной жидкости является очень эффективным средством вытеснения, так как отделяет цементный раствор, буровой раствор и соответственно улучшает сцепление цемента. Совместимость поверхности раздела бурового раствора/буферной жидкости и совместимость буферной жидкости/цементного раствора имеют важное значение. Для высокого качества очистки бурового раствора использовать – вибросито, пескоотделители.

Для обеспечения заданных плотностей цементного раствора и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применять осреднительные емкости типа ОСР, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей

водоотдачи, позволило бы более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока строго в соответствии с нормами и требованиями.

Вращение или расхаживание труб до и во время цементирования помогает разрушить загустевшие, устойчивые карманы бурового раствора и разрыхлить шлам. Вращение труб позволяет увеличить эффективность вытеснения при слабой подаче насоса, так как это действие помогает сохранить буровой раствор в текучем состоянии.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуем перфорировать продуктивные пласты, при депрессии на пласт, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

## **8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели рекомендуемого варианта по Южному полю приведен в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти и объема буровых работ по Южному полю. II вариант (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы													
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,21	1,00	0,96	0,94	0,92	0,90	0,88	0,84	0,81	0,77	0,74	0,71	0,69	0,66
2	В том числе из: переходящих скважин		1,00	0,96	0,94	0,92	0,90	0,88	0,84	0,81	0,77	0,74	0,71	0,69	0,66
3	новых скважин	0,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	механизированным способом	0,21	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
5	Ввод новых скважин, всего, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	в т.ч.: нагнетательная скважина	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни		347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т		1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т			1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т			1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т		1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
16	Изменяемая добыча нефти из переходящих скважин, тыс.т		1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %			1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	Мощность новых скважин, тыс.т	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	В том числе нагнет, в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд механизированных скважин, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Перевод под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Ввод скважины из ликвид. фонда под закачку, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,4	11,0	11,7	13,0	15,1	17,8	20,2	23,0	25,3	28,3	31,7	34,3	35,8	37,8
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут		10,4	11,1	12,4	14,4	16,9	19,2	21,8	24,1	26,9	30,1	32,6	34,0	35,9
34	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	10,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	71,2	73,8	76,4	79,2	82,4	85,4	87,5	89,4	90,8	92,1	93,2	94,0	94,5	95,0
36	переходящих		73,8	76,4	79,2	82,4	85,4	87,5	89,4	90,8	92,1	93,2	94,0	94,5	95,0
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9
38	переходящих		2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	0	42,2	8,9	10,3	12,5	15,2	17,7	20,5	23,0	26,0	29,5	32,2	33,8	35,8
40	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,7	3,8	4,1	4,5	5,2	6,2	7,0	8,0	8,8	9,8	11,0	11,9	12,4	13,1
41	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т		3,8	4,1	4,5	5,2	6,2	7,0	8,0	8,8	9,8	11,0	11,9	12,4	13,1
42	из новых скважин	0,73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	механизированным способом	0,7	3,8	4,1	4,5	5,2	6,2	7,0	8,0	8,8	9,8	11,0	11,9	12,4	13,1
44	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	0,7	4,5	8,6	13,1	18,4	24,5	31,5	39,5	48,3	58,1	69,1	81,0	93,4	106,5
45	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	0,2	1,2	2,2	3,1	4,0	4,9	5,8	6,6	7,5	8,2	9,0	9,7	10,4	11,0
46	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,0001	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,005	0,006	0,006	0,007	0,007	0,008
47	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	1,9	11,0	19,7	28,2	36,6	44,8	52,8	60,4	67,7	74,8	81,5	88,0	94,3	100,2
48	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	1,9	9,1	8,7	8,5	8,4	8,2	8,0	7,6	7,3	7,0	6,8	6,5	6,2	6,0
49	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	1,9	9,3	9,8	10,6	11,7	12,9	14,4	16,2	18,5	21,8	26,8	35,2	52,0	
50	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup> /год	0	2,8	3,1	3,6	4,3	5,3	6,1	7,1	8,0	9,0	10,2	11,2	11,7	12,4
51	Закачка воды с начала разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0	2,8	5,9	9,5	13,8	19,1	25,2	32,3	40,3	49,3	59,5	70,7	82,4	94,8
52	Компенсация отбора: текущая, %	0	68,7	71,0	73,4	76,2	78,7	80,5	82,1	83,3	84,3	85,1	85,7	86,2	86,6
53	Компенсация отбора с начала разработки, %	0	57,7	64,0	67,2	69,8	72,1	73,9	75,6	77,0	78,2	79,3	80,3	81,1	81,8

## 9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Система мониторинга разработки месторождений нефти и газа должна предоставлять информацию о распределении давлений по площади каждого пласта, о распределении дебитов нефти и газа и расхода воды по сечению скважины, о продуктивности или приемистости скважин, и т.п. Наиболее важным источником этой информации являются полевые исследования. Суть его сводится к определению гидродинамических характеристик пластов и скважин по данным наблюдений взаимосвязей между дебитами и давлениями при условно установившихся и неустановившихся процессах фильтрации.

Для управления разработкой используются гидродинамические, геофизические и лабораторные методы, которые характеризуются своими возможностями и ограничениями, комплексное использование которых позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

В комплекс промысловый измерительных работ входят исследования новых скважин, вводимых из бурения, и добывающих и нагнетательных скважин из существующего фонда скважин в ходе ремонта или геолого-технических мероприятий

В обязательный комплекс промысловых измерений и исследований должны входить:

- гидродинамические исследования добывающих скважин в стационарном и нестационарном режимах, замеры пластового и забойного давлений, систематические замеры дебита добываемых жидкостей, нефти, газа; для нагнетательных скважин - замеры давления нагнетания, объема закачки воды, приёмистости скважин, объемного расхода газа на газлифт;
- промыслово-геофизические исследования процессов вытеснения нефти из продуктивных пластов, в том числе определение профилей притока, состава поступающего флюида, интервалов и источника обводнения, изменения пластовой температуры, профиля поглощения и приемистости, контроль текущего положения водонефтяной контакт (ВНК), оценка изменений и нефтенасыщенности, обследование технического состояния скважин и внутрискважинного оборудования;
- физико-химические методы исследования, в том числе замеры газовых факторов, отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

### *Гидродинамические методы исследования по контролю за процессом разработки*

К гидродинамическим методам исследования относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по результатам экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах зависимости между дебитами скважин и определяющими их забойными давлениями.

В ходе скважинных гидродинамических исследований получают ценную информацию о свойствах пород, строении пласта внутри и вне нефтеносного контура, состоянии призабойной зоны.

Результаты гидродинамических исследований позволяют получить данные о фильтрационных характеристиках пласта, как в пределах изучаемой скважины, так и на значительном удалении от нее, установить наличие и положение непроницаемых границ и зон резкого изменения фильтрации, свойства пласта, места перетока жидкости из одного пласта в другой и т. д. В промысловой практике применяют три основных метода гидродинамических исследований:

- 1) метод установившихся отборов;
- 2) метод восстановления давления;
- 3) метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

#### *Метод установившихся отборов*

Гидродинамические исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин, изучения влияния режима работы скважины на ее продуктивность и оценки фильтрационных параметров разрабатываемой залежи. При исследовании этим методом последовательно измеряют дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления на нескольких режимах работы скважины, достаточно близких к установившемуся. Метод установившихся опробования позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины (коэффициент приемистости нагнетательной скважины), а также оценить значение комплексного параметра - гидравлической проводимости пласта. Исследования следует проводить как разово для всех новых скважин, так и для действующих скважин до и после капитальных ремонтов (ГТО), связанных с изменением состояния призабойной зоны, и систематически - для действующих добывающих и нагнетательных скважин не реже одного раза в два года.

#### *Метод восстановления давления*

Эти исследования проводятся в виде разовых исследований для всех новых добывающих и нагнетательных скважин, а также скважин, выходящих из ремонта, и систематически для действующих нагнетательных и добывающих скважин не реже одного

раза в два года. Кривые восстановления давления должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. Исследование скважин методом восстановления давления включает измерение пластового давления. Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров пластов. Для обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости к забою скважин после остановки необходимо одновременно с регистрацией КВД на забое регистрировать изменение буферного и затрубного давлений. Прямое измерение продолжающегося притока в скважину возможно, если исследование методом восстановления давления проводится комплексным глубинным прибором, имеющим как датчик давления, так и высокочувствительный датчик расхода.

#### *Метод исследования взаимодействия скважин*

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин. Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных. Этот вид исследования относится к единичным замерам, которые выполняются по мере необходимости. Для получения более достоверной информации о состоянии объектов, гидродинамические методы следует выполнять в комплексе с другими методами исследований.

#### *Определение пластового давления*

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного раза в полугодие.

#### *Определение забойного давления*

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам: новым и после выхода из ремонта, и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал по всем эксплуатационным объектам. Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными

манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

#### *Определение пластовой температуры*

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых скважинах и систематически не реже одного раза в год.

#### *Измерение статических и динамических устьевых давлений*

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин. Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал. Для проведения гидродинамических, геофизических исследований и др. технологических операций каждого объекта в опытных скважинах, разрабатывающих одновременно два пласта и более, рекомендуется спустить в скважину кроме колонны насосно-компрессорных труб, дополнительное оборудование: пакеры для разделения объектов, ниппели для установки в них глухой пробки при отключении нижнего интервала и скользящие муфты для подключения или отключения необходимого для исследования интервала перфорации. Для подключения и отключения продуктивных пластов при исследовании скважин необходимо иметь канатную технику, позволяющую проводить производить операции со скользящими муфтами и посадочными ниппелями.

#### *Геофизические методы исследования по контролю за разработкой*

Контроль за разработкой осуществляется с целью оценки эффективности системы разработки, получения информации, необходимой для разработки мероприятий по совершенствованию системы.

В условиях месторождения контроль за разработкой должен вестись по трем основным направлениям.

1. Определение охвата продуктивного разреза выработкой;
2. Определение характера (газ, нефть, вода) поступающей в скважину жидкости;
3. Определение технического состояния колонн и заколонного пространства.

Основной комплекс геофизических методов по контролю (ГИС-к) должен включать следующие методы:

- механическая (РГД) и термокондуктивная (СТД) дебитометрия, влагометрия (ВГД), резистивиметрия (ИР), термометрия (Т°), барометрия (Бар), радиоактивные методы (ГК, ННК), локатор муфт (ЛМ).

При этом термометрия, манометрия и локатор муфт должны проводиться по всему стволу скважины. Скважины, эксплуатирующиеся механическим способом, рекомендуется исследовать при проведении плановых подземных ремонтов.

В зависимости от решаемых задач комплекс методов может быть сокращен или дополнен. Например, при высоком газовом факторе и наличии воды в потоке комплекс следует дополнить гамма-гамма плотностемером (ГГК-п), а при низкой продуктивности и подозрению на заколонную циркуляцию – методом шумометрии (Ш). Для определения текущей нефтенасыщенности следует выполнить исследования аппаратурой ИГН. Согласно «Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений» в добывающих скважинах первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после ввода скважины в эксплуатацию и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся до и после любых воздействий на пласт (дополнительная перфорация, обработка призабойной зоны, подземный ремонт и т. д.), изменений продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида (обводненность и пр.). В нагнетательных скважинах в комплекс ГИС рекомендуется включать: термометрию при нагнетании и в остановленной скважине, манометрию, гамма-картаж (ГК), локатор муфт, механическую расходомерию (РГД).

При этом термометрия при нагнетании и в остановленной скважине, манометрия и локатор муфт должны проводиться по всему стволу скважины. В нагнетательных скважинах исследования выполняются непосредственно после пуска скважины в эксплуатацию, в последующем - при изменении приемистости. В зависимости от ситуаций, возникающих в скважинах в процессе разработки, комплексы ГИС требуют уточнения. ГИС по контролю в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследований. Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Шубаркудук определены на основании «Регламента составления проектов...», «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений». Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров и приведён в таблице 9.1.

**Таблица 9.1 – Рекомендуемая программа исследовательских работ**

№№ п/п	Цель исследования	Виды мероприятий по контролю	Кол-во единиц	Периодичность исследований
1	2	3	4	5
<b>1. ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ</b>				
1	Контроль за производительностью скважин	Определение дебита жидкости и устьевого давления	По всему фонду	1 раз в неделю
2	Контроль за состоянием добываемой продукции	Определение обводненности продукции	По всему фонду	1 раз в неделю
3	Контроль за состоянием добываемой продукции	Определение газового фактора	По всему фонду	1 раз в неделю
4	Контроль за динамикой пластового давления	Определение пластового давления (статического уровня)	По всему фонду	1 раз в квартал
5	Контроль за работой скважин, определение депрессии	Определение забойного давления (динамического уровня)	По всему фонду	1 раз в квартал
6	Контроль за изменением продуктивности скважин	Исследование методом установившихся отборов	По всему фонду	1 раз в два года
7	Контроль за составом пластовых вод	Отбор проб и химический анализ попутной воды	10% фонда	1 раз в квартал
8	Определение ВНК, остаточной нефтенасыщенности	Геофизические исследования	10% фонда	1 раз в год
9	Контроль за техническим состоянием колонн	Обследование состояния технических колонн	По всему фонду	При ПРС
<b>2. НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ</b>				
1	Определение приемистости нагнетательных скважин	Геофизические исследования.	По всему фонду	1 раз в квартал
2	Контроль объема закачки и параметров закачки	Определение объема закачиваемой воды	По всему фонду	ежедневно
3	Контроль за работой нагнетательных скважин	Замер пластового давления	По всему фонду	1 раз в квартал
		Замер забойного давления		
		Замер устьевого давления		
4	Технические состояния колонны	Обследование тех. состояния колонн	По всему фонду	По мере необходимости
5	Контроль за качеством закачиваемой воды	Анализ закачиваемой воды на предмет КВЧ (Контроль взвешенных частиц) и содержание окиси железа, мех. примесей и нефти.	По всему фонду	1 раз в смену на КНС
<b>3. НОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ СКВАЖИНЫ</b>				
1	Комплекс геофизических и исследовательских работ	Определение нефтенасыщенной толщины, параметров скважины	По всему фонду	1 раз при бурении скважин

## 10. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

### 10.1 Климатическая характеристика

Климат района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, 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. Преобладает вотсочный ветер, средняя годовая скорость ветра 2,6 м/с.

Таблица 10.1.1 – Метеорологические данные по наблюдениям метеостанции Темир

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2,0 м/с	3,1 м/с	2,6 м/с	2,6 м/с	2,6 м/с	2,5 м/с	2,3 м/с	2,4 м/с	1,4 м/с	2,9 м/с	3,5 м/с	3,5 м/с

Таблица 10.1.2 – Среднемесячная температура воздуха

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
-12,4 <sup>0</sup> С	-10,3 <sup>0</sup> С	3,4 <sup>0</sup> С	10,9 <sup>0</sup> С	17,8 <sup>0</sup> С	22,7 <sup>0</sup> С	25,6 <sup>0</sup> С	23,2 <sup>0</sup> С	15,2 <sup>0</sup> С	7,4 <sup>0</sup> С	3,0 <sup>0</sup> С	-6,5 <sup>0</sup> С

Таблица 10.1.3 – Влажность воздуха за 2024г.

Название метеостанции	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Темир	70	75	65	49	44	35	41	38	59	72	74	75

Таблица 10.1.4 – Атмосферное давление за 2024г.

Название метеостанции	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа	гПа
Темир	1003,3	991,5	991,5	989,4	991,6	981,2	981,7	983,7	990,7	989,9	988,9	978,6

Таблица 10.1.5 – Количество выпавших осадков за 2024г.

Название метеостанции	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
	Темир	15,5	25,6	28,4	29,6	39,8	7,7	14,4	6,8	43,0	49,1	27,8

Таблица 10.1.6 – Дынные предоставлены по метеостанции Темир

макс. скорость ветра	штиль (число случаев)	средн. скорость	Повторяемость направлений в процентах скорость (С) по румбам									
			с	св	в	юв	ю	юз	з	сз		
21м/с	185	2,6м/с	2	23	13	16	9	11	10	16		



Рис. 10.1.1 – Роза ветров

## 10.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Мониторинг за состоянием атмосферного воздуха проводится согласно Программе экологического контроля, разработанной для всего предприятия.

Контроль за состоянием воздушного бассейна предусматривает производство измерений на источниках выбросов загрязняющих веществ. Контроль за выбросами загрязняющих веществ на источниках загрязнения атмосферы на объектах, выполняется:

для основных стационарных организованных источников – оборудованных пробоотборниками - инструментальный либо инструментально-лабораторный с проведением прямых натурных замеров;

для всех остальных источников – расчетный.

Контроль за соблюдением установленных величин ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97. Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Организация мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха является важной задачей для обеспечения экологической безопасности и здоровья населения.

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти;
- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

***Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:***

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;

- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;

• аварийное сжигание газа на площадках скважин при испытаниях с применением специальных устройств, обеспечивающих более полное и бездымное сгорание;

- оборудование факельного стояка устройствами против затухания пламени.

Мероприятия по регулированию выбросов (согласно РНД 211.2.02.02-97) при НМУ разрабатывается в двух режимах:

- по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 10%:

- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента работы оборудования;

- исключение работы вышеуказанного оборудования на форсированном режиме;

• усилить контроль над работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;

- работа оборудования на предварительно подготовленном запасе высококачественного сырья для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу.

- по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 30%:

- снижение производительности (щадящий режим);

- ограничение движения и использование автотранспорта по территории;

• сокращение времени движения автотранспорта на переменных режимах и запрещение работы двигателей внутреннего сгорания на холостом ходу.

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

### **10.3 Поверхностные и подземные воды**

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды включает рассмотрение потенциальной вероятности воздействия по ряду критериев, основными из которых для рассматриваемого объекта будут являться:

- вероятность загрязнения поверхностных вод путем сбросов сточных вод в водные объекты;
- вероятность воздействия на гидрологический режим поверхностных водотоков;
- вероятность воздействия на ихтиофауну.

#### **Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды**

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды включает рассмотрение потенциальной вероятности воздействия по ряду критериев, основными из которых для рассматриваемого объекта будут являться:

- вероятность загрязнения поверхностных вод путем сбросов сточных вод в водные объекты;
- вероятность воздействия на гидрологический режим поверхностных водотоков;
- вероятность воздействия на ихтиофауну.

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроено специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

Опасные отходы собираются в герметичную тару на гидроизолированных площадках, и вывозятся по мере заполнения на базу предприятия для утилизации. Твёрдые бытовые отходы будут собираться в закрытые баки-контейнеры, располагаемые на оборудованных площадках и в дальнейшем вывозиться на полигон ТБО по договору.

С целью исключения засорения водных объектов в процессе осуществления намечаемой деятельности предусматривается проведение плановой уборки территории. Не допускается открытое размещение отходов на территории участка.

В общем виде оценка последствий загрязнения поверхностных вод осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МОС РК 29 октября 2010 г. № 270-п).

#### **Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды**

Работы не обуславливают загрязнение токсичными компонентами подземных вод, так как осуществляемые при этом процессы инфильтрации поверхностного стока идентичны исходным природным (до проведения разведки). Непосредственного влияния на подземные воды проведение работ не оказывает.

Минерализация и загрязнение подземных вод в процессе реализации проектных решений при соблюдении правил проведения добычи углеводородного сырья исключаются.

Оценка последствий воздействия на подземные воды осуществляется на основании методологии, рекомендованной Инструкцией по организации и проведению экологической оценки.

Таким образом, намечаемая деятельность вредного воздействия на качество подземных вод и вероятность их загрязнения не окажет. Общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается как допустимое (средняя значимость воздействия).

Целью охраны подземных вод является получение информации о качественном составе подземных вод в результате антропогенной деятельности в процессе проведении работ на месторождении.

Для выявления влияния деятельности предприятия на подземные воды проводится химический анализ проб.

#### ***Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов***

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Предотвращение загрязнения водных ресурсов

#### **Контроль за утилизацией сточных вод:**

Все сточные воды будут вывозиться по Договору со специализированной организацией.

Изоляция нефтепромысловых стоков:

Строительство герметичных резервуаров для хранения отходов бурения и других загрязняющих веществ.

**Снижение рисков разливов нефти:**

Регулярное техническое обслуживание трубопроводов и оборудования.

Создание аварийных бригад и систем быстрого реагирования на утечки нефти.

2. Рациональное использование воды

**Рециркуляция и повторное использование воды:**

Применение замкнутых систем водоснабжения для буровых процессов.

Повторное использование очищенных сточных вод в технологических процессах.

**Оптимизация водопотребления:**

Использование технологий, снижающих объемы воды, необходимых для бурения и закачки в пласт.

Переход на использование морской или подземной воды, непригодной для питьевого водоснабжения.

**Использование технологий управления водным балансом:**

Инъекционные системы для поддержания пластового давления.

3. Защита поверхностных и подземных вод

**Изоляция зон водоносных горизонтов:**

Применение специальных обсадных колонн и цементирования скважин для предотвращения проникновения нефти и буровых растворов в водоносные слои.

**Контроль уровня подземных вод:**

Мониторинг изменений уровня и качества подземных вод в зоне разработки месторождения.

**Предотвращение загрязнения водоемов:**

На территории месторождения водоемы отсутствуют.

4. Экологический мониторинг и контроль

**Организация системы мониторинга:**

Предусматривается проведение ежеквартального экологического мониторинга.

**Ведение отчетности:**

Отчет по производственному экологическому контролю предоставляется ежеквартально на портал <https://ndbecology.gov.kz/>

5. Восстановление и рекультивация

**Рекультивация водоемов:**

На территории месторождения водоемы отсутствуют.

**10.4 Охрана недр**

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия.

Направление почвообразовательных процессов в пределах участка определяется его приуроченностью к подзоне южных пустынь пустынной зоны, климатические условия которой характеризуются крайней засушливостью и резкой континентальностью.

В условиях гидротермического режима пустыни, накопленные легкорастворимые соли очень слабо промываются, а карбонаты совсем не выносятся. Высокая карбонатность почв объясняется их формированием на сильно известковистых осадочных морских породах (сарматские известняки), уровень карбонатности достигает 94-98 %. Материнские породы повсеместно засолены сульфатами кальция, которые залегают с глубины в 30-100 см. В гипсовых прослоях фиксируется значительное количество водно-растворимых солей хлоридно-сульфатного состава. На фоне карбонатности и засоленности почв в условиях развитого микрорельефа создаются благоприятные предпосылки для образования почвенных комплексов.

Растительный покров умеренно сухой степи представлен ковыльно-типчаковыми, тырсово-полынными, типчаково-ковыльными сообществами. Среди ковылей преобладают тырса, тыршик, ковылок с участием камфоросмовых и полынных сообществ. Среди полыней преобладают Лерховская, селитряная, малоцветковая. Ксерофитное разнотравье бедно и представлено грудницей, пижмой, подмаренником, люцерной желтой, при сбое появляется рогач сумчатый (эбелек), полынь австрийская и белая. В мелкосопочнике на защелбненных почвах распространены ковыльно-овсецово-разнотравные степи, в составе растительности 63 которых ковыли красноватый, песчаный, волосатик, а также типчак, овсец пустынный, келерии и разнотравье. Среди разнотравья преобладают ксерофиты: подмаренник, лапчатки, зопник клубненосный, тысячелистник благородный и др. Имеется ряд солевых видов – полынь Лерховская и сизая, изень, кермек татарский, пижма тысячелистниковая, грудница, солонечник. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов растительности. На исследуемой территории редких, эндемичных, реликтовых и исчезающих растений не имеется.

#### ***10.4.1 Мероприятия по охране недр***

##### **1. Рациональное использование минеральных ресурсов**

###### **Комплексное извлечение полезных ископаемых:**

Максимальное использование всех компонентов добываемого сырья (например, попутных минералов, газа, воды).

Минимизация потерь полезных ископаемых на всех этапах добычи и переработки.

###### **Оптимизация технологий добычи:**

Применение современных методов бурения и добычи, которые уменьшают количество неразрабатываемых запасов.

Использование методов вторичной и третичной добычи нефти для повышения коэффициента извлечения.

###### **Повышение точности разведки недр:**

Использование геофизических и геохимических методов разведки для минимизации ошибок в оценке запасов.

##### **2. Сохранение и восстановление состояния недр**

###### **Рекультивация территорий:**

Восстановление земель после завершения добычи (выравнивание поверхности, рекультивация почвы).

##### **3. Предотвращение загрязнения недр**

**Изоляция от загрязняющих веществ:**

Герметизация буровых скважин для предотвращения попадания загрязнителей в подземные горизонты.

Использование экологически безопасных буровых растворов.

**Контроль за захоронением отходов:**

Запрещение размещения отходов в местах, где они могут загрязнить недра или подземные воды.

Создание изолированных хранилищ для отходов.

**Предотвращение утечек углеводородов:**

Регулярное техническое обслуживание трубопроводов и оборудования.

Использование технологий мониторинга утечек.

**4. Экономия и рациональное управление ресурсами****Геологическое планирование и учет:**

Создание баз данных по запасам полезных ископаемых и регулярное обновление их состояния.

Прогнозирование перспективных месторождений и зон разведки.

**Оптимизация использования ресурсов:**

Применение безотходных технологий переработки сырья.

Использование альтернативных источников энергии и сырья.

**5. Мониторинг и контроль****Постоянный мониторинг состояния недр:**

Наблюдение за состоянием скважин.

Оценка степени загрязнения подземных вод.

**Соблюдение законодательства:**

Выполнение требований Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Регулярные проверки деятельности компаний-недропользователей.

**Аварийная готовность:**

Планирование и выполнение мероприятий по устранению возможных аварий (обрушений, выбросов газа, утечек нефти).

**6. Использование вторичных ресурсов****Повторное использование отходов добычи и переработки:**

Применение шлаков и других отходов в строительной и дорожной промышленности.

**Переработка старых месторождений:**

Реинжиниринг истощенных месторождений с использованием новых технологий для извлечения остаточных ресурсов.

**7. Образование и пропаганда****Обучение специалистов:**

Подготовка квалифицированных кадров в области рационального недропользования.

**Информирование общественности:**

Проведение кампаний по важности охраны недр и их рационального использования.

**Мероприятия по охране почвенного покрова**

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают основные виды работ:

Снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода землепользования;

Реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;

Вывоз хозяйственно-бытовых стоков для обеззараживания на очистных сооружениях;

Повторное использование сточных вод в технологическом цикле бурения скважин;

Мониторинг почвенного покрова в районе СЗЗ площадок скважин в течение всего срока бурения и испытаний.

Прокладка нефтепровода из высокопрочных стальных труб с устройством противоаварийных мероприятий;

Недопущение разлива нефтепродуктов и ГСМ при заправке и ремонте автотранспорта и механизмов;

Временное хранение реагентов на складах в контейнерах и заводской упаковке без расфасовки;

**10.5 Растительный мир и животный мир**

Природно-климатические особенности территории и режим хозяйственного пользования сильно ограничивают биологическое разнообразие флоры и растительности региона.

Одним из основных факторов обуславливающих существования видов и сообществ является доступная влага. В почвах разного механического состава и засоления количество

этой влаги неодинаково. Наиболее характерной жизненной формой растений являются полукустарнички и полукустарники, для которых характерно ежегодное отмирание генеративных побегов, а также значительна роль травянистых растений, среди которых выделяются длительно-вегетирующие многолетние злаки.

В зависимости от почвенных сочетаний и комплексов, растительность участка и прилегающих территорий можно условно поделить на следующие разновидности:

Полынно-дерновинно-злаковая и полынная растительность в сочетании с пустынными сообществами.

Дерновинно-злаковая растительность с типчаково-ковыльными формациями.

Злаково-полынные сообщества на песках в сочетании по понижениям рельефа с солянковыми и луговыми группировками и слабо заросшими барханами и бугристыми песками.

Солончаково-луговая и лугово-болотная растительность в сочетании с солянковыми и степными сообществами.

Пространственное распределение растительности региона обусловлено двумя факторами - характером почв и рельефом. В характере растительного покрова также заметно влияние сельского хозяйства.

Здесь, в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F. beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron fragile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A. austriaca*). В составе сообществ часто присутствуют значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus Iptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*). Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью.

На светлокаштановых супесчаных почвах преобладают т<sup>т</sup>-трсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S. capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropiron fragile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropiron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в

понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropiron ramosum*), пырейные (*Elitriga repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragappon stepposum*).

В весенний период в степных экосистемах развита семейство эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*).

Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды тюльпанов (*Tulipa biebersteiniana*, *T. biflora*, *T. schrenkii*), один из которых - Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) занесен в Красную книгу РК.

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

**Фауна** наземных позвоночных животных в районе проведения работ достаточно многообразна. Из крупных животных следует отметить сайгу, которые периодически приходят в эти места на лето из южных районов, волка, лисицу. В большом количестве водятся грызуны: суслики, тушканчики и полевые мыши. Из пресмыкающихся встречаются ужи, щитомордники и степные гадюки. Встречаются фаланги, скорпионы.

Животный мир территории достаточно многообразен – здесь имеется свыше 40 видов млекопитающих, 50 видов птиц, 14 видов земновидных и пресмыкающихся. Кроме вышеперечисленных видов можно назвать зайца руска, очень пестрый состав грызунов. Хищные представлены здесь волками, собаками и лисами. Виды обычные, могут распространять опасные болезни. Из мелких хищников – степной хорь, предпочитают непесчаные участки, используют норы других животных.

### ***10.5.1 Мероприятия по защите растительного и животного мира***

#### **1. Охрана среды обитания**

##### **Сохранение природных территорий:**

Создание и расширение охраняемых природных территорий (заповедников, национальных парков, заказников).

Разработка природоохранных зон вокруг мест обитания редких видов растений и животных.

##### **Предотвращение разрушения экосистем:**

Контроль за вырубкой лесов, деградацией пастбищ и болот.

Запрет на строительство и хозяйственную деятельность в местах обитания редких и исчезающих видов.

**Восстановление среды обитания:**

Рекультивация земель

2. Защита редких и исчезающих видов

Учет и мониторинг:

Проведение мониторинга за растительным и животным миром (2р/год).

Запрет на охоту и сбор:

Введение строгих ограничений на отстрел, вылов и сбор редких видов.

Ужесточение наказаний за браконьерство и нелегальную торговлю животными и растениями.

3. Контроль за использованием природных ресурсов

Рациональное природопользование:

Ограничение вырубки лесов, сбор лекарственных растений.

Контроль за добычей полезных ископаемых:

Минимизация воздействия добычи нефти, газа и других ресурсов на флору и фауну.

4. Предотвращение загрязнения окружающей среды

Контроль за выбросами и отходами:

Ограничение промышленного загрязнения воздуха, воды и почвы.

Сбор и переработка отходов, включая пластик и токсичные материалы.

Снижение уровня шума:

Ограничение деятельности, создающей шумовое загрязнение, которое может нарушать среду обитания животных.

5. Экологическое просвещение и пропаганда

Образование и повышение осведомленности:

Проведение образовательных программ, направленных на важность сохранения биоразнообразия.

Информирование о проблемах браконьерства, вырубки лесов и загрязнения природы.

Обучение специалистов:

Подготовка кадров в области биологии, экологии и природоохранной деятельности.

***10.5.2 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности***

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или другим твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтом режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории работ.

**Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира**

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;

- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ.

### **10.6 Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления**

Этап строительства будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов производства и потребления, которые могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Отходы - любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Отходы производства (производственные отходы) – остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства.

Отходы потребления - продукты и (или) изделия, образующиеся в результате жизнедеятельности человека, полностью или частично утратившие свои потребительские свойства, их упаковка и иные вещества или их остатки, срок годности либо эксплуатации которых истек независимо от их агрегатного состояния, а также от которых собственник самостоятельно физически избавился либо документально перевел в разряд отходов потребления.

В соответствии с Экологическим кодексом РК под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса РК во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или

удалению отходов на основании лицензии.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды должна проводиться политика управления отходами, которая позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников, и окружающей природной среды. Система управления отходами контролирует безопасное размещение различных типов отходов.

Одними из основополагающих принципов в области управления и обращения с отходами производства и потребления должны быть:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- организация всех строительных и эксплуатационных работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемого удаления отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов;
- приоритет принятия предупредительных мер над мерами по ликвидации экологических негативных воздействий отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления подлежат временному хранению в специальных контейнерах на специально отведенных местах производственного объекта, с последующим вывозом на утилизацию, переработку, обезвреживание и размещение отходов согласно договору, специализированной организацией, имеющей лицензию на выполнение данных операций.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Временное складирование отходов разрешается на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. (Экологический кодекс РК, статья 320 п.2).

Перечень отходов производства и потребления определен в соответствии со спецификой проведения работ, нормативными документами, действующими в РК, в соответствии с Классификатором отходов, утверждённым приказом И. о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №

314.

Степень влияния группы отходов на экосистему зависит от вида отходов, класса опасности, количества, времени и характера захоронения или утилизации отходов.

Под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими.

В соответствии со ст. 338 ЭК РК виды отходов определяются на основании классификатора отходов, утвержденного приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Классификатор отходов определяет вид отходов с учетом происхождения и состава каждого вида отходов и в необходимых случаях определяет лимитирующие показатели концентрации опасных веществ в целях их отнесения к опасным или неопасным.

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов с учетом требований Экологического Кодекса.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов («зеркальные» виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Для определения класса опасности отходов, которые Экологическим Кодексом не регламентируются, использованы Санитарные Правила "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.).

#### ***10.6.1 Управление отходами***

Обращение с отходами производится в строгом соответствии с действующими в Республике Казахстан нормативно-правовыми актами и требованиями международных стандартов.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы,

образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами входят:

- расчет объемов образования отходов;
- обустройство площадки для временного складирования отходов, вывоз отходов на утилизацию/переработку в места захоронения;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

При проведении работ планируется следующая система управления отходами:

- Ведение строгого учета образования отходов на всех производственных объектах.
- Накопление отходов осуществляется на месте их образования согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для накопления отходов будут оборудованы специальные площадки, и установлено необходимое количество контейнеров.
- При образовании отходов, в течение трех месяцев, будут осуществлены работы по паспортизации отходов с привлечением специализированных организаций.
- Транспортирование отходов будут осуществлять специализированные организации, которые имеют все необходимые разрешительные документы на занятие данным видом деятельности, а также автотранспорт и персонал.
- Передача отходов для утилизации и удаления будет осуществляться только в специализированные организации.

### **Накопление отходов на месте их образования**

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение установленных сроков, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их подготовки к дальнейшей транспортировке на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить отдельный сбор отходов в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан. Под отдельным сбором отходов понимается сбор отходов отдельно по видам или группам в целях упрощения дальнейшего специализированного управления ими.

Требования к отдельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному отдельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности. Отдельный сбор осуществляется по следующим фракциям:

- 1) «сухая» (бумага, картон, металл, пластик и стекло);
- 2) «мокрая» (пищевые отходы, органика и иное).

Запрещается смешивание отходов, подвергнутых отдельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Места накопления отходов предназначены для:

- временного складирования отходов на месте образования **на срок не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;
- временного складирования опасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

- временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.
- накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).
- Запрещается накопление отходов с превышением установленных сроков и лимитов накопления.

При проведении работ будет осуществляться накопление отходов на месте их образования. Все образующиеся на предприятии отходы до вывоза по договорам временно хранятся на территории предприятия.

Ниже приведены требования к площадкам временного хранения и емкостям сбора различных видов отходов, согласно Приказу и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

Отходы производства 1 класса опасности хранят в герметичной таре (стальные бочки, контейнеры). По мере наполнения, тару с отходами закрывают стальной крышкой, при необходимости заваривают электрогазосваркой и обеспечивают маркировку упаковок с опасными отходами с указанием опасных свойств.

Отработанные люминесцентные лампы, до передачи их на термомеркуризацию, размещаются в заводской картонной упаковке в специальном помещении (металлическом контейнере).

Отходы производства 2 класса опасности хранят, согласно агрегатному состоянию, в полиэтиленовых мешках, пакетах, бочках и тарах, препятствующих распространению вредных веществ (ингредиентов).

Отходы производства 3 класса опасности хранят в таре, обеспечивающей локализованное хранение, позволяющей выполнять погрузочно-разгрузочные, транспортные работы и исключающей распространение вредных веществ.

Отходы производства 4 класса опасности хранят открыто на промышленной площадке в виде конусообразной кучи, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место утилизации или захоронения.

*Обезвреживание отходов* - обработка отходов, имеющая целью исключение их опасности или снижения уровня опасности до допустимого значения.

Твердые отходы, в том числе сыпучие отходы, хранятся в контейнерах, пластиковых, бумажных пакетах или мешках, по мере накопления их вывозят на полигоны.

Площадки для временного хранения отходов располагают на территории производственного объекта с подветренной стороны. Площадки покрывают твёрдым и непроницаемым для токсичных отходов (веществ) материалом, обваловывают, устройством слива и наклоном в сторону очистных сооружений. Направление поверхностного стока с площадок в общий ливнеотвод не допускается. Для поверхностного стока с площадки предусматривают специальные очистные сооружения, обеспечивающие улавливание токсичных веществ, очистку и их обезвреживание. На площадке предусматривают защиту отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра.

Под твердыми бытовыми отходами (ТБО) понимаются коммунальные отходы в твердой форме. Контейнерные площадки – специальные площадки для накопления отходов, на которых размещаются контейнеры для сбора твёрдых бытовых отходов, с наличием подъездных путей для специализированного транспорта, осуществляющего транспортировку твёрдых бытовых отходов.

Контейнеры для сбора ТБО оснащают крышками. Вывоз ТБО осуществляется своевременно. Сроки хранения отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже – не более трех суток, при плюсовой температуре – не более суток.

Пищевые отходы столовой собирают в емкости с крышками, хранят в охлаждаемом помещении или в холодильных камерах. Пищевые отходы допускаются использовать на корм скоту.

При проведении работ на участке накопление и временное хранение отходов производства проводится на специальных площадках (местах), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают отдельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности. Допускается накопление и временное хранение отходов сроком не более шести месяцев, до их передачи третьим лицам, осуществляющим работы по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

### **Транспортировка отходов**

Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки,

восстановления и (или) удаления. Транспортировка отходов осуществляется с соблюдением требований Экологического кодекса. Транспортировка опасных отходов должна быть сведена к минимуму и допускается при следующих условиях:

- наличие соответствующих упаковки и маркировки опасных отходов для целей транспортировки;
- наличие специально оборудованных и снабжённых специальными знаками транспортных средств;
- наличие паспорта опасных отходов и документации для транспортировки и передачи опасных отходов с указанием количества транспортируемых опасных отходов, цели и места назначения их транспортировки;
- соблюдение требований безопасности при транспортировке опасных отходов, а также к выполнению погрузочно-разгрузочным работ.

Транспортировка (в том числе вывоз) твердых бытовых отходов должна осуществляться транспортными средствами, соответствующими требованиям настоящего Кодекса. Требования к транспортировке отходов, окраске, снабжению специальными отличительными знаками и оборудованию транспортных средств, а также к погрузочно-разгрузочным работам устанавливаются национальными стандартами Республики Казахстан, включёнными в перечень, утверждённый уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

### **Восстановление отходов**

Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

- *Подготовка отходов к повторному использованию.* Подготовка отходов к повторному использованию включает в себя проверку состояния, очистку и (или) ремонт, посредством которых ставшие отходами продукция или ее компоненты подготавливаются для повторного использования без проведения какой-либо иной обработки.
- *Переработка отходов.* Под переработкой отходов понимаются механические, физические, химические и (или) биологические процессы, направленные на

извлечение из отходов полезных компонентов, сырья и (или) иных материалов, пригодных для использования в дальнейшем в производстве (изготовлении) продукции, материалов или веществ вне зависимости от их назначения, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 4 настоящей статьи.

- *Утилизация отходов.* Под утилизацией отходов понимается процесс использования отходов в иных, помимо переработки, целях, в том числе в качестве вторичного энергетического ресурса для извлечения тепловой или электрической энергии, производства различных видов топлива, а также в качестве вторичного материального ресурса для целей строительства, заполнения (закладки, засыпки) выработанных пространств (пустот) в земле или недрах или в инженерных целях при создании или изменении ландшафтов. Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов. Утилизация отходов производства в подразделениях предприятия проводится в тех направлениях и объемах, которые соответствуют существующим производственным условиям.

*Переработке* подлежат следующие отходы: отработанные масла, отходы сварки, металлолом.

Образующийся на предприятии металлолом складировается на площадке для сбора металлолома. По мере накопления сдается предприятиям на основе проведенного тендера.

Отработанное смазочное масло будет собираться в резервуарах для хранения отходов с дальнейшей утилизацией, которая будет выполняться специализированными предприятиями, список которых будет уточняться на следующих стадиях реализации проекта.

#### **Учет отходов**

Ответственным по учету всех отходов производства и потребления и осуществлению взаимоотношений со специализированными организациями является ответственный по ООС на предприятии.

Каждое производственное подразделение назначает ответственного за обращение с отходами. Ответственный за обращение с отходами, на основании инвентаризации отходов, ведет первичный учет объемов образования, сдачи на регенерацию, утилизации, реализации, отправки на специализированные предприятия и размещения на полигонах отходов, образованных в результате производственной и хозяйственной деятельности производственного подразделения.

Инженер по ООС готовит сводный отчет и представляет в уполномоченный орган отчет по опасным отходам.

### **Производственный контроль при обращении с отходами**

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением отходов. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

### **10.7 Радиационная обстановка**

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами» (СПОРО) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Согласно НРБ-99 допустимое значение эффективной дозы, обусловленной суммарным воздействием природных источников излучения, для населения не устанавливается. Снижение облучения населения достигается установлением системы ограничений на облучение населения от отдельных природных источников излучения.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м<sup>3</sup>/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;

Мощность дозы гамма-излучения на территории месторождения не превышала допустимые значение

### **Мероприятия по радиационной безопасности**

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» и «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ275/2020. Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.

### **10.8 Аварийные ситуации**

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операций таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок; снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной

ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;

- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин на месторождении могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат, материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ.

Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой; аварийные ситуации при проведении работ по бурению скважин;
- аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;
- аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

#### ***Аварийные ситуации с автотранспортной техникой***

Согласно проектным данным для проведения работ будет использован автотранспорт на дизельном и бензиновом топливе, а также дизельная буровая установка.

Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может

привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Площадь такого загрязнения небольшая.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,04 т на 4 м<sup>2</sup> или 0,01 т/м<sup>2</sup>. Анализ данной ситуации показывает, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не происходит. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях - утечке топлива возможно попадание горюче-смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Охрана подземных вод - важное звено в комплексе мероприятий, имеющих целью предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала в силу принятых проектных решений по организации производства и технике безопасности.

## 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Настоящим недропользователем месторождения Шубаркудук является ТОО «АртНик Ойл» согласно контракту на недропользования №5350 УВС-МЭ от 28.06.2024г. на добычу месторождения нефти Шубаркудук, расположенного в Темирском районе Актюбинской области, по результатам аукциона от 31.05.2024г №308239 МЭ.РК сроком на 25 лет (до 2049года).

На дату настоящего проекта на месторождение пробурено 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных, однако согласно акту межведомственной комиссии МД «Запказнедра» по передаче-приему данных пробуренных скважин, на дату отчета на баланс недропользователя ТОО «АртНик Ойл» принято и числятся 86 скважин.

В целом, флюидальная система месторождение изучено по 167 анализов нефти и 91 проб воды.

С отбором керна пробурены 18 скважин: 15 скважин на Южном поле: №№38, 140, 141, 205, 247, 248, 253, 267, 269а, 270, 283, 285, 291, 371, 373 и 3 скважин на Северном поле: №№42, 52, 63. Общая проходка с отбором керна на месторождении составила 92,4 м, вынос керна – 100%.

Отчет «Подсчет запасов по месторождению...» выполнена в 1963году, где залежи нефти оценены по категории С1 и приняты на Государственный баланс в количестве:

- геологические - 1870,7 тыс.т.;
- извлекаемые – 467,7 тыс.т.

В протоколе ГКЗ ССР от 02.10.1963 №4135-У, постановлением ГКЗ отмечено: «Из авторского подсчёта запасов нефти и газа пермо-триасового горизонта месторождения Шубаркудук исключить запасы газа, растворённого в нефти, в связи с полной дегазацией залежей».

Для уточнения объема запасов растворённого газа в нефти недропользователям рекомендуется провести замеры газового фактора, а также отбор и анализ пластовых проб нефти и воды.

Ввиду того, что запасы нефти по месторождению оценены по категории С1, и отсутствуют залежи по категории С2, после получения контракта на недропользование между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «АртНик Ойл» прошла встреча (октябрь 2024г.) по вопросам составления проекта разработки месторождения Шубаркудук, где были оглашены дальнейшие запланированные работы недропользователем.

Согласно протоколу этой встречи было принято решение о рассмотрении бурения 5 поисково-оценочных скважин на участке недр недропользователя.

Таким образом, с целью проведения доразведки месторождения с учетом вышеперечисленного по месторождению в целом рекомендуется:

- продолжить изучение и уточнение структурно-тектонической, геологической модели месторождения с использованием переинтерпретации имеющихся данных 3Д сейсмики и геологических данных по вновь пробуренным скважинам;
  - при бурении новых скважин проводить современный расширенный комплекс ГИС, ГТИ, опробование в колонне выделенных по ГИС продуктивных пластов, при получении нефти произвести отбор глубинных и поверхностных проб;
  - продолжить изучение литологической неоднородности продуктивных горизонтов;
  - продолжить изучение состава и свойств нефти, растворенного газа, воды в пластовых и поверхностных условиях;
  - предусмотреть перевод скважин, давших приток при освоении и опробовании, в долгосрочное промысловое испытание с целью временной эксплуатации скважин и добычи углеводородов для определения параметров, необходимых при проектировании системы разработки;
  - продолжить отбор керн в новых скважинах для доизучения геологического разреза залежей, литологических и петрографических особенностей;
  - продолжить изучение типов и свойств коллекторов путем исследования керн с выполнением стандартного и специального (ККД, Ков, Квыт, Кно, ОФП) анализов новых или имеющихся образцов;
  - проводить ГДИС и систематические замеры пластовых и забойных давлений;
- В 5-ти поисково-оценочных скважинах провести опробование рекомендуемых интервалов с отбором и анализом пластовых флюидов с целью уточнения характера насыщения (табл.11.1, 11.2), а также произвести отбор керн и выполнить стандартные и специальные исследования на них (табл.11.3).

**Таблица 11.1 - Рекомендуемые интервалы к опробованию**

№ скв	Участок	Горизонт	Объект испытания	Рекомендуемые продуктивные интервалы к опробованию		Примечание
SH-6	Сев. поле	РТ	1	385	420	Решение о проведении испытания каждого горизонта самостоятельно в колонне, принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС.
SH-2	Сев. поле	РТ	1	435	470	
SH-3	Сев. поле	РТ	1	360	390	
SH-4	Сев. поле	РТ	1	395	425	
SH-5	Юж.поле	РТ	1	450	475	

**Примечание:** \* – интервалы опробования будут корректироваться геологической службой в процессе бурения

**Таблица 11.2 – Ориентировочные объемы добычи углеводородов за период испытаний в проектных скважинах**

№ скв	Участок	Горизонт	Дебит нефти, т/сут	Период испытания, сут	Добыча нефти, т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Добыча растворенного газа, м <sup>3</sup>	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
SH-6	Сев. поле	РТ	2,6	90	234	6,6	1544,4	<i>Дебиты нефти определялись по аналогии с данными, полученными в результате испытаний скважин, проведенных при вскрытии залежи. Дебиты газа не были замерены, поэтому газовые факторы ориентировались на газосодержание, рассчитанное в соответствии с данными при ПЗ-1963.</i>
SH-2	Сев. поле	РТ	2,6	90	234	6,6	1544,4	
SH-3	Сев. поле	РТ	2,6	90	234	6,6	1544,4	
SH-4	Сев. поле	РТ	2,6	90	234	6,6	1544,4	
SH-5	Юж.поле	РТ	2,7	90	243	3,3	801,9	

**Таблица 11.3 - Рекомендуемые интервалы к отбору керна**

№№ скв.	Участок	Горизонт	Интервал продуктивного горизонта, м		Предполагаемая проходка/вынос керна, м
			кровля	подошва	
1	2	3	4	5	6
SH-6	Сев. поле	РТ	380	420	9/9
SH-2	Сев. поле	РТ	430	450	9/9
SH-3	Сев. поле	РТ	350	400	9/9
SH-4	Сев. поле	РТ	400	420	9/9
SH-5	Юж.поле	РТ	440	490	9/9

*Примечание:* \* – интервалы отбора керна будут корректироваться геологической службой в процессе бурения.

В таблице 11.4 приведены стандартный, обязательный комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемых скважинах, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

**Таблица 11.4 - Планируемый комплекс ГИС, ГТИ в проектируемых скважинах**

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Общие исследования: Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Акустический каротаж (ВНС); Резистивметрия (DIT); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Термометрия, Профилеметрия, Инклинометрия АКЦ (Акустический каротаж цементирования)	1:500	0	160	ГИС под тех. колонну и промежуточные каротажные работы с целью контроля за стволом скважины
		160	500	
Детальные исследования: Индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Гамма-плотностной каротаж (LDT); Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия. АКЦ (Акустический каротаж цементирования)	1:200	160	500	Детальные ГИС всей продуктивной толщи
ГТИ, Газовый каротаж	1:200	160	500	Отбор шлама производится в интервале 160-500 м через каждые 5 м, в случае признаков УВС через каждый 1 метр.

В рамках настоящего проекта проведен комплексный анализ всех имеющихся у недропользователя геолого-геофизических и промысловых данных по месторождению. На основании выполненных сейсморазведочных работ 3D в объеме 43 кв. км (или 32,5 кв. км полнократной съемки) осуществлена обработка и интерпретация полученных сейсмических материалов. Изучено геологическое строение мезозойских и частично палеозойских отложений, выполнены структурные построения по четырем отражающим горизонтам: III, V, T1 и Pz.

В результате исследования в сводовой части Северного блока месторождения вдоль линии контакта триасовых отложений с соленосными образованиями кунгурского яруса отмечается серия локальных поднятий. Все эти локальные поднятия представляют определённую перспективу на нефть и газ и на них рекомендовано заложение четырех (скв. SH-6, SH-2, SH-3, SH-4) поисково-оценочных скважин (рисунок 11.1).

На Южном блоке Горного отвода отложения возможно связаны с залежью линзообразной формы, и которая может представлять определённую перспективу на нефть и газ, в связи с этим рекомендовано одна(сква. SH-5) поисково-оценочная скважина (рисунок 11.2.).

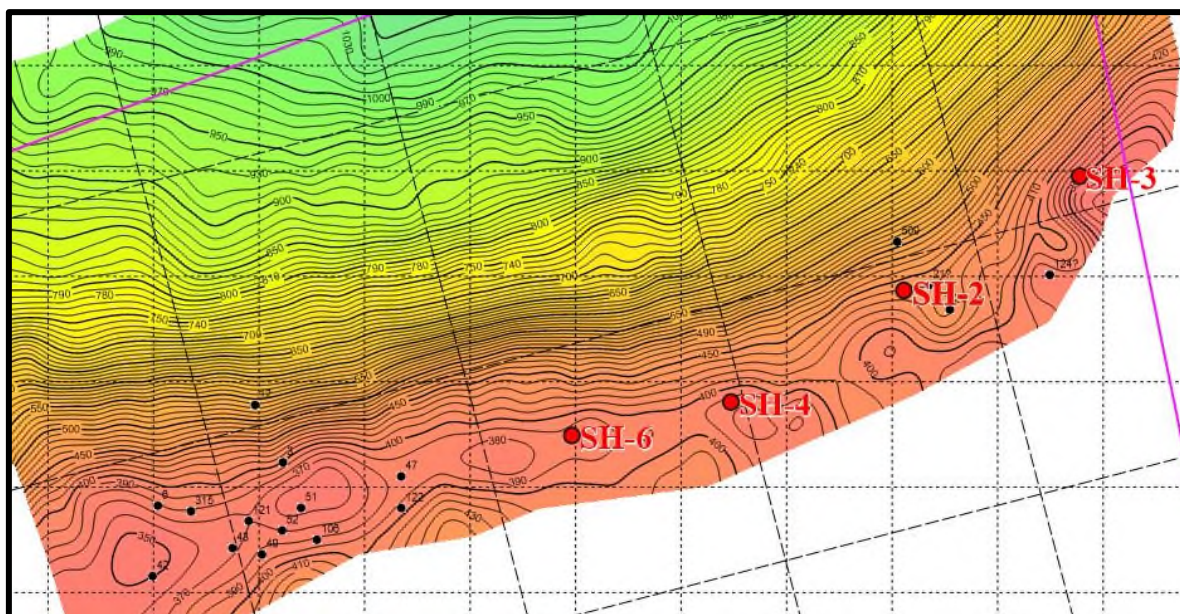


Рис.11.1 - Структурная карта по отражающему горизонту T1. Северное поле

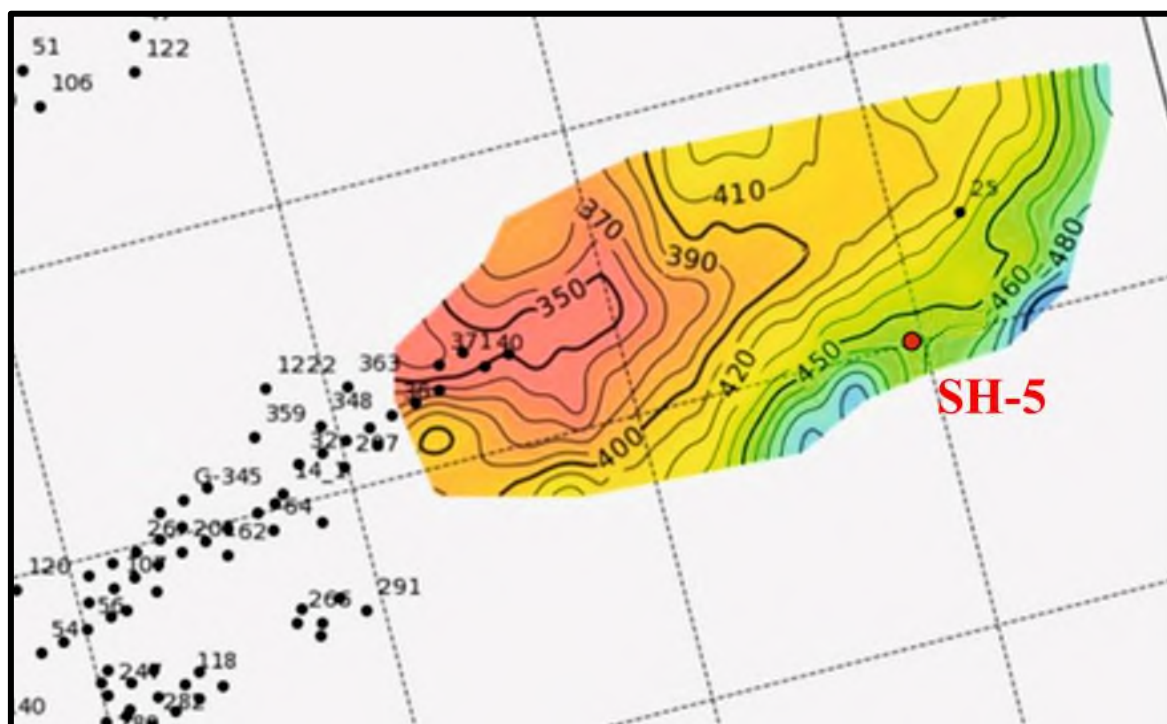
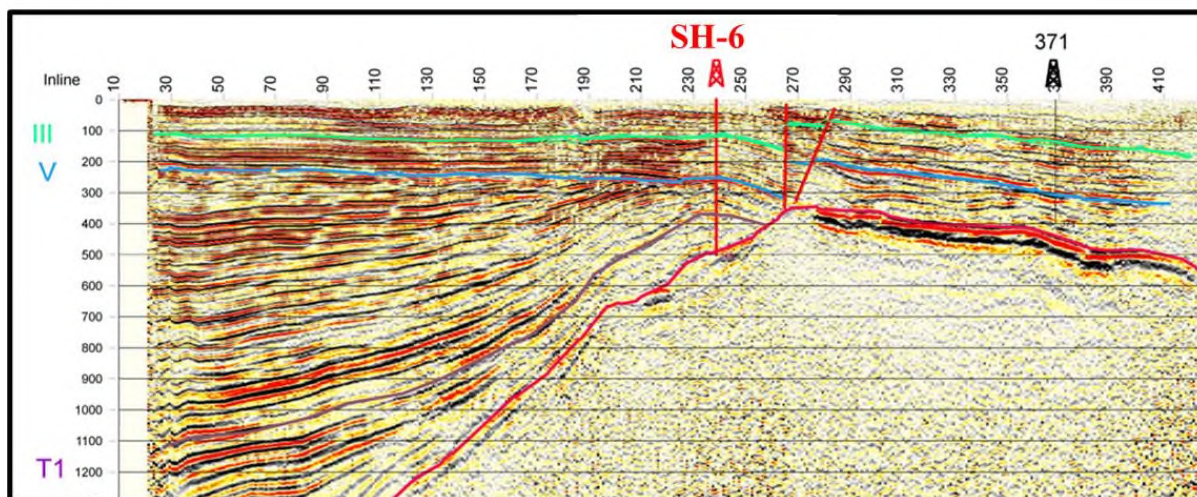


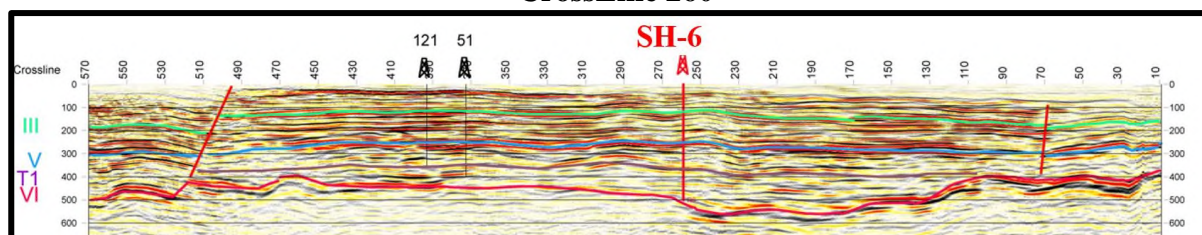
Рис.11.2 - Структурная карта по отражающему горизонту T1. Северное поле

- **Поисково-оценочная сква. SH-6** в присводовой части соляного купола. Местоположение скважины определено на пересечении сейсмических линий InLine 236 и CrossLine 260. Глубина заложения скважин - 500 м с вскрытием кровли соленосных образований.

InLine 236

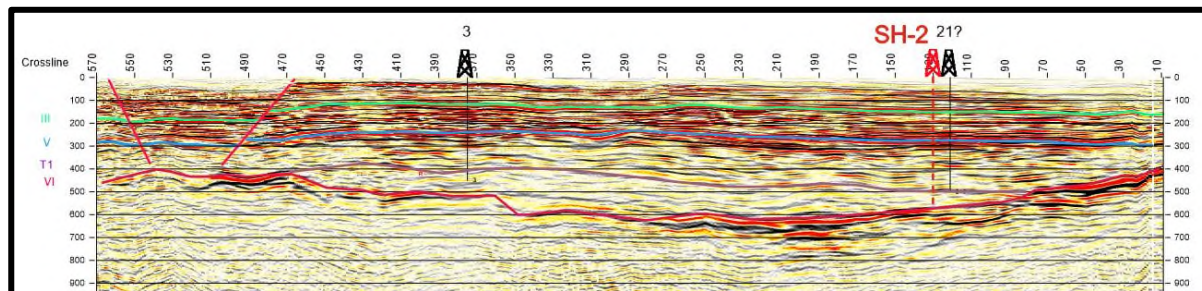


CrossLine 260

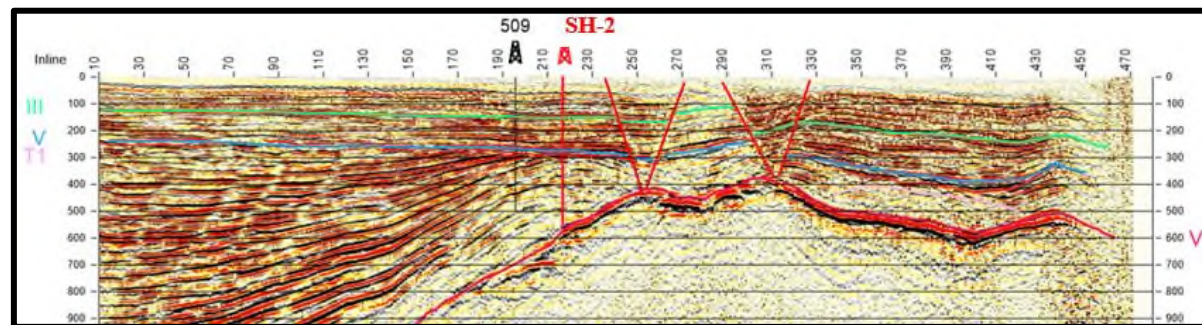


- **Поисково-оценочная скв. SH-2** в присводовой части соляного купола. Местоположение скважины определено на пересечении сейсмических линий InLine **215** и CrossLine **130**. Глубина заложения скважин - 500 м с вскрытием пермотриасовых образований.

InLine 215



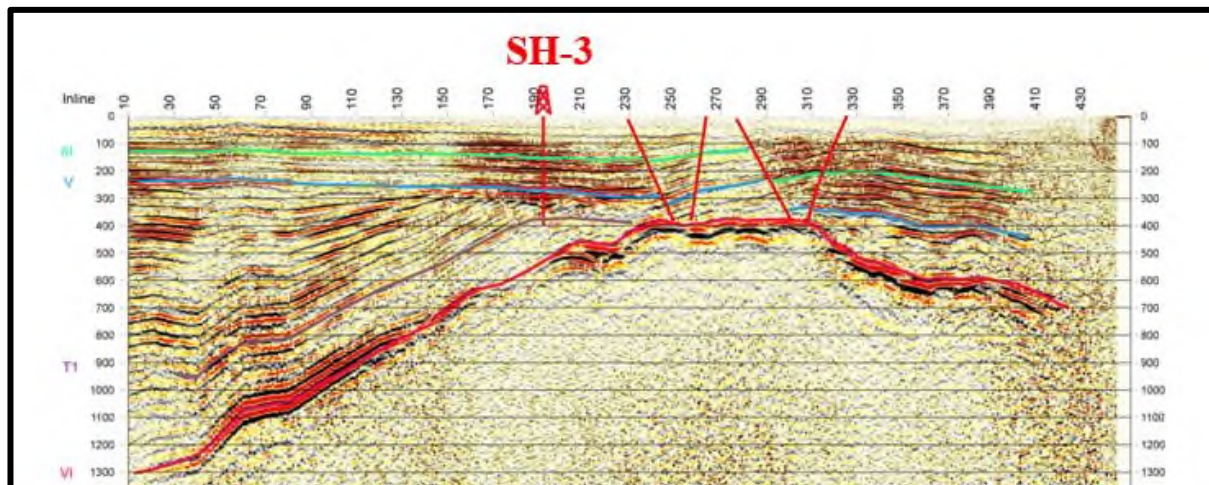
CrossLine 130



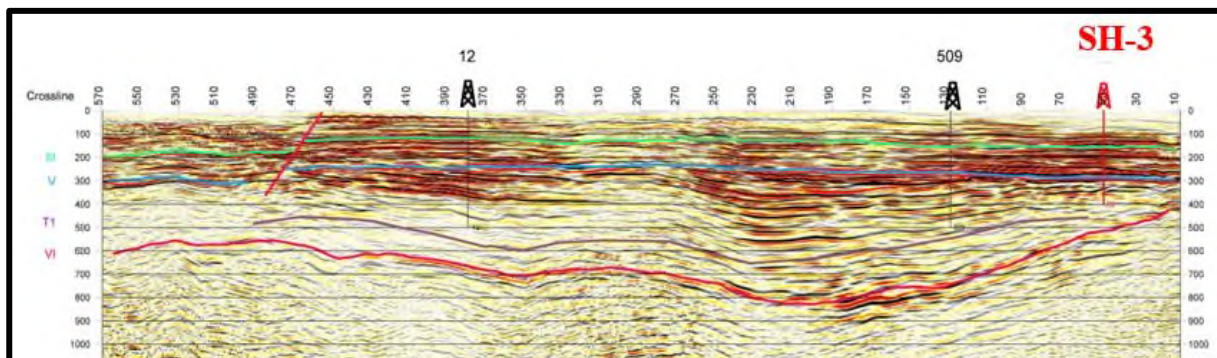
- **Поисково-оценочная скв. SH-3** в присводовой части соляного купола. Местоположение скважины определено на пересечении сейсмических линий InLine **191** и

**CrossLine 50.** Глубина заложения скважин - 400 м с вскрытием пермотриасовых образований.

**CrossLine 50**

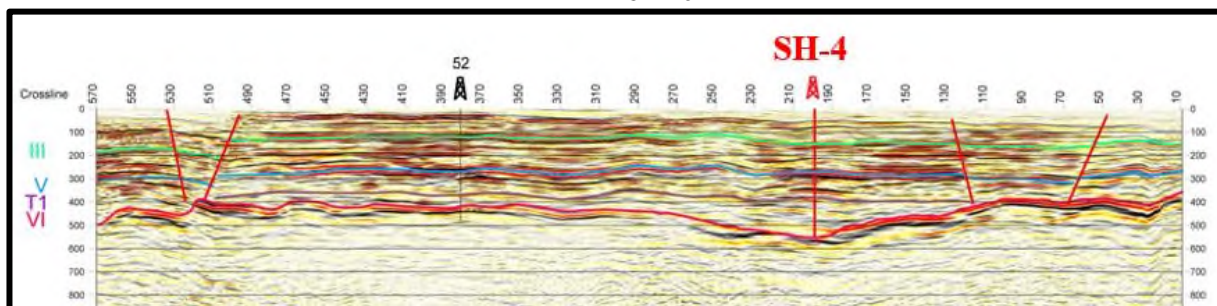


**InLine 191**

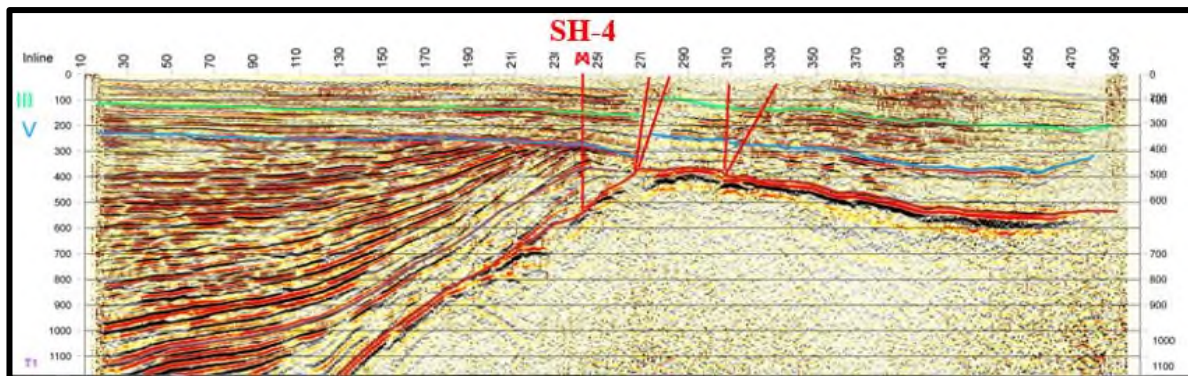


- **Поисково-оценочная скв. SH-4** в присводовой части соляного купола. Местоположение скважины определено на пересечении сейсмических линий InLine 240 и CrossLine 200. Глубина заложения скважин - 570 м с вскрытием кровли соли.

**InLine 240**

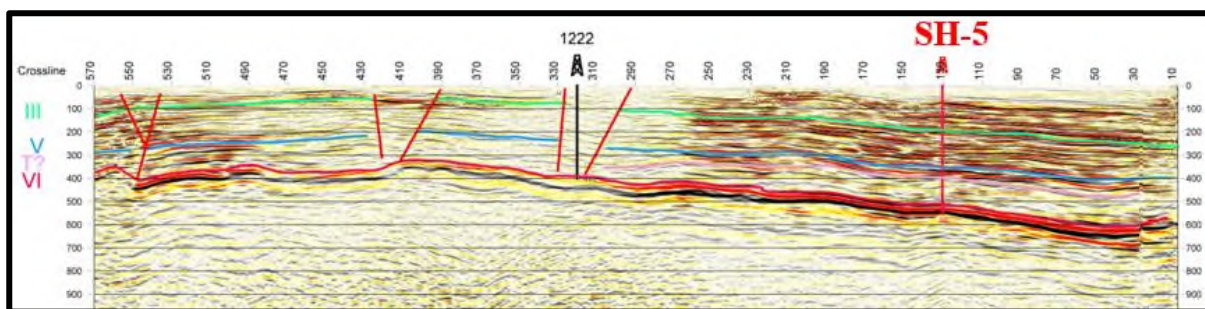


**CrossLine 200**

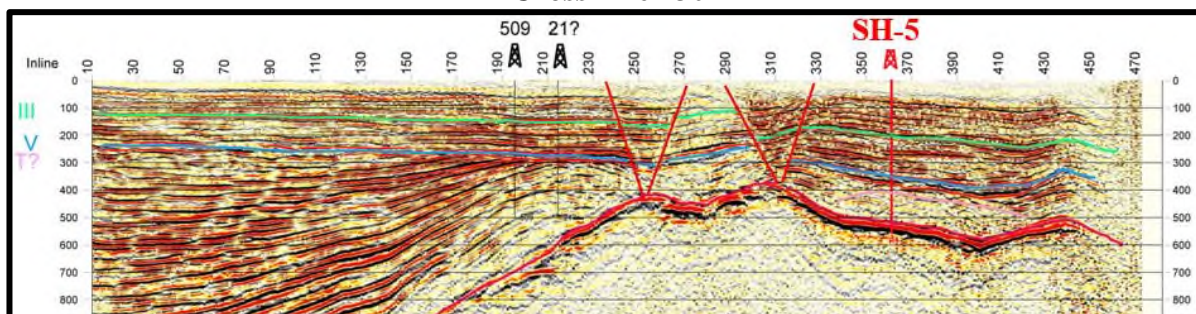


- **Поисково-оценочная скв. SH-5** в присводовой части соляного купола. Местоположение скважины определено на пересечении сейсмических линий InLine 360 и CrossLine 130. Глубина заложения скважин - 550 м с вскрытием кровли соли.

**InLine 360**



**CrossLine 130**



По результатам данных полного комплекса геолого-геофизических исследований и получения из оценочных скважин промышленных притоков углеводородов с их дальнейшим исследованием в лабораторных условиях, рекомендуется произвести перевод/прирост запасов в 2026-2027 гг.

## 12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

ТОО «АртНик Ойл» формирует банковский вклад в порядке, установленном статьей 126 Кодекса. Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на 01.01.2025г. отсутствует.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;
- п.9 «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».

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд, на основании данных «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Шубаркудук», в котором рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- рекультивация нарушенных земель.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин и затраты по рекультивации земли.

### **12.1. Затраты на ликвидацию скважин**

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец 2038 года — окончание срока разработки, когда коэффициент извлечения нефти достигает значения 0,008.

Количество скважин, подлежащих ликвидации на конец 2038 года-2 ед.

Стоимость затрат по ликвидации 1 скважины- 2 129 621.57 тенге

Затраты на ликвидацию скважин составят:

$$2 \text{ ед.} * 2\,129\,621.57 \text{ тенге} = 4\,259\,243,14 \text{ тыс. тенге}$$

### **12.2. Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд**

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.2.1.

В таблице 12.2.2. представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Шубаркудук.

Таблица 12.2.1-Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	4 259.24
2.	Рекультивация земли	тыс.тенге	1 045.80
<b>3.</b>	<b>Всего затраты по ликвидации последствий деятельности</b>	<b>тыс.тенге</b>	<b>5 305.04</b>
4.	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд	тыс.долл	0,00
<b>5.</b>	<b>Остаточная сумма ликвидационных отчислений</b>	<b>тыс.долл</b>	<b>5 305.04</b>
6.	Суммарная добыча нефти за период 2025-2038гг.	тыс.тонн	11,03
7.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	481
		\$/тонна	0,92

\*Курс доллара США, применяемый при переводе 525 тенге/доллар

Таблица 12.2.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Шубаркудук

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, \$/тонна	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.\$	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
2025	0.21	0.92	481	0.19	101
2026	1.00	0.92	481	0.92	480
2027	0.96	0.92	481	0.88	461
2028	0.94	0.92	481	0.86	452
2029	0.92	0.92	481	0.84	443
2030	0.90	0.92	481	0.83	434
2031	0.88	0.92	481	0.80	421
2032	0.84	0.92	481	0.77	404
2033	0.81	0.92	481	0.74	388
2034	0.77	0.92	481	0.71	373
2035	0.74	0.92	481	0.68	358
2036	0.71	0.92	481	0.65	343
2037	0.69	0.92	481	0.63	330
2038	0.66	0.92	481	0.60	316
<b>Итого</b>	<b>11.03</b>			<b>10.10</b>	<b>5 305.04</b>

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

# ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П. 2.1 - Технические данные по скважинам эксплуатационного фонда на 1/1-63г

ПП	№№ скв	Горизонт	Забой		Диаметр колонны, дюйм	Интервал прострела дыр в метрах	Количество дыр	Дата вступления в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Диаметр г.л. насоса	Глубина подвески, г.л. глубина насоса в м	Дебит в тн/сутки				Примечание
			Искусственный	Пробуринный								Нефть	Вода	Всего	Газовый фактор	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	8	РТ	399	399	8	354-399	ф.6"-45 м	22.02.1939	насосн	43	375	1,1	1,2	2,3		
2	16	"	388	399,6	6	335-374,8	34	06.08.1940	"	43	372	1,1	0,8	1,9		
3	17	"	392,4	406	6	349,5-381	104	22.08.1940	"	43	383	0,7	0,3	1		
4	27	"	392,5	403,4	8	352-391	70	09.09.1939	"	43	365	0,2	0,2	0,4		
5	28	"	398,5	407	8	355-390,7	76	22.08.1939	"	43	365	0,4	0,4	0,8		
6	30	"	384,5	405	8"	349-380	73	16.09.1939	"	43	380	0,1	0,1	0,2		
7	31	"	400	400	8	363-400	фильтр	09.05.1939	"	43	369	0,4	0,9	1,3		
8	32	"	403	413	8	367-393	53	19.06.1939	"	43	390	0,7	1,4	2,1		
9	34	"	420	420	8	366-396,7	23	17.10.1939	"	43	396	0,4	1,7	2,1		
10	35	"	416,5	427	6	382-405,6	36	09.09.1940	"	56	386	0,2	0,3	0,5		
11	36	"	435	435	6	382-400	23	24.06.1941	"	56	382	0,1	2	2,1		
12	37	"	410	420	6	385-409,7	42	12.08.1941	"	43	398	0,2	0,5	0,7		
13	38	"	423	434	6	387-420	48	31.03.1941	"	43	376	0,6	1,5	2,1		
14	40	"	418	440	6	376-416,5	21	12.06.1941	"	56	378	0,2	1,5	1,7		
15	41	"	419	440	6	387-412	24	03.07.1941	"	44	395	0,6	3	3,6		
16	44	"	394,5	405	6	362-387	57	21.09.1940	"	56	375	0,6	16	16,6		
17	45	РТ	397	404,5	6	361-388	26	04.09.1940	насосн	43	375	0,4	0,5	0,9		
18	46	"	401	410	8	378-399	46	21.06.1939	"	56	344	0,4	5,7	6,1		
19	56	"	396	410	6	366-394	48	11.03.1941	"	56	365	1	10	11		
20	57	"	395	410	6	370-391,5	29	08.01.1941	"	43	365	0,2	4,6	4,8		
21	58	"	402	413	6	370-399	89	июл.41	"	56	366	0,4	10	10,4		
22	59	"	419	431	8	352-400	76	14.06.1940	"	56	396	0,7	5,7	6,4		
23	62	"	428	459	8	378-426	150	14.05.1940	"	44	394	0,2	0,2	0,4		
24	103	"	384	384	8	345-384	фильтр	14.01.1938	"	44	360	1	1,25	2,5		
25	104	РТ	401,7	477,5	8	366,5-374,0	-	28.09.1933	насосн	56	391	3,1	5	8,1		
26	108	"	389,9	389,9	10	358-389,9	фильтр	01.03.1933	"	43	355	0,6	6	6,6		
27	109	"	412,5	412,5	12	358-412	ф.21 м	27.11.1932	"	56	397	0,6	8,4	9		
28	133	"	405	489,3	8	372-401	23	09.02.1939	"	44	384	0,2	2,5	2,7		
29	134	"	410,5	464	8	385-409	28	29.05.1936	"	28	398	0,2	0,2	0,4		
30	136	"	383	438	8	356-383	33	23.05.1939	"	44	360	0,6	0,05	0,65		
31	200	"	375	375	8	348-374	фильтр	20.02.1938	"	44	344	0,3	5	5,3		
32	201	"	383	385	8	353,7-383,0	"	21.02.1939	"	44	358	0,1	0,2	0,3		
33	204	"	380	380	8	366-380	"	24.04.1939	"	44	363	0,2	0,1	0,3		
34	243	"	369,5	384	8	352-369,5	"	24.09.1938	"	32	335	0,4	1,6	2		
35	247	"	376	385	8	341-376	"	22.09.1938	"	44	331	0,3	0,1	0,4		

ПП	№№ скв	Горизонт	Забой		Диаметр колонны, дюйм	Интервал прострела дыр в метрах	Количество дыр	Дата вступления в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Диаметр г.л. насоса	Глубина подвески, глубина насоса в м	Дебит в тн/сутки				Примечание
			Искусственный	Пробуринный								Нефть	Вода	Всего	Газовый фактор	
36	248	"	385	385	8	360-375,5 360-385	26 "	02.08.1938	"	44	358	0,3	0,3	0,6		
37	265	"	404	454	6	375-404	34	28.07.1938	"	44	402	0,1	0,06	0,16		
38	266	"	402	402	8	355-388 389-402	дострел фильтр	30.12.1937	"	44	375	0,2	0,05	0,25		
39	267	"	408	405	8	394,5-385,5 395-405	дострел фильтр	25.11.1937	"	44	396	0,1	0,05	0,15		
40	269 а	"	392	420	8	363-385	36	28.07.1938	"	28	368	0,1	0,2	0,3		
41	272	"	385	480	8	358-383	79	02.02.1939	"	32	366	0,2	0,05	0,25		
42	273	"	383	383	8	355-363 367-383	фильтр	13.08.1938	"	44	377	0,2	0,05	0,25		
43	274	"	388	388	8	352-370 375-388	"-	05.08.1938	"	32	359	0,6	0,15	0,75		
44	280	"	398	398	8	348-178 384-398	"-	11.09.1938	"	44	374	0,2	0,5	0,7		
45	281	"	390	390	8	354-358 357-390	16 фильтр	31.07.1938	"	44	306	0,1	0,06	0,16		
46	282	"	398	404	8	381-398	"-	27.07.1937	"	32	353	0,2	0,1	0,7		
47	284	"	410	410	8	402-410	"-	10.01.1938	"	44	399	0,5	0,2	0,7		
48	287	РТ	420,5	420,5	8	373-378 374-420,5	18 фильтр	19.02.1938	насосн	44	355	0,1	0,1	0,2		
49	288	"	402	481	8	375-399		25.03.1938	"	44	370	0,1	0,06	0,7		
50	289	"	413	471	8	403-407	40	28.05.1938	"	44	408	0,1	0,5	0,6		
51	290	"	430	420	8	378,5-414,5 318,5-430	кум. фильтр	18.11.1937	"	28	415	0,1	0,1	0,2		
52	291	"	410	464	6	372-408	68	28.08.1938	"	44	398	0,4	4	4,4		
53	293	"	466	475	8	402-425,7	30	09.11.1938	"	44	403	0,1	0,3	0,4		
54	341	"	401	411,5	8	341-395	41	16.02.1940	"	44	494	0,7	0,6	1,3		
55	346	"	395	400	8	363-397,4	41	11.06.1940	"	56	378	0,6	2	2,6		
56	363	"	384	404,5	6	361-377	27	21.08.1940	"	44	372	0,2	0,2	0,4		
57	371	"	414	439	6	391-411	49	17.06.1941	"	44	393	0,1	0,1	0,2		
58	372	"	422,5	432	6	390-408	31	07.04.1941	"	44	405	0,1	0,8	0,9		
<b>Северный Шубаркудук</b>																
1	42	РТ	355	454	6	318-345	67	05.05.1949	насосн	32	348	1,1	5	6,1		
2	43	"	321	400	6	304-320	46	01.03.1949	"	43	296	0,4	0,7	1,1		
3	50	РТ	380	453	6	325-356	90	05.10.1948	насосн	44	354	0,3	0,9	1,2		
4	51	"	386	400	6	344-381	68	08.09.1948	"	56	370	0,8	9	9,8		
5	52	"	355	379	6	334-355	66	10.08.1948	"	56	327	1,2	8	9,2		
6	49	"	374	444	6	294-342	50	24.11.1948	таргальн.			0,1	0,2	0,3		
7	47	"	425	449	6	412-423	60	28.06.1949	"-			0,1	0,4	0,5		

Таблица П. 2.2 - Отбивки стратиграфических границ

№пп	№скв	Стратиграфический разрез									Забой скважины	Альтитуда устья скважины	Абсолютная отметка подошвы верхнего несома	Абсолютная отметка кровли Р-Т
		Cr1alb	Cr1apt	Cr1ne2	Cr1ne1	J3	J2	J1	PT	PKg				
1	1	Электрокаротажа не проводилось												
2	3													
3	4													
4	5													
5	6													
6	7		35		116	122	232	250	605	до забоя	687	201,8	+157,8	-110,2
7	8			44	102	105	2410	312	до забоя		399			
8	9				115		290	356	448	до забоя	478			
9	10		10		86	91	265	320	до забоя		431,5			
10	11		65	125	190		315	355	542	до забоя	651			
11	12				113	117	227	227		до забоя	1550			
12	14			75	120		220	288	до забоя		460			
13	15			56	107		290	363	385	до забоя	481			
14	16			30	80		216	282	до забоя	до забоя	399,6	198	+168	-84
15	17			28	80		20	290			406	198,8	+170,8	-91,2
16	19													
17	20				83		255	348	391	до забоя	397,1			
18	22		60	119	195			331	до забоя		930			
19	23			42	100		220	284	364	до забоя	435			
20	24		70	125	200			345	1088		1111,5			
21	26			30	90		223	292	до забоя		403,7	199,1	+169,1	92,9
22	27			34	92		234	300			403,7	199,1	+165,7	-100,3
23	28			36	80		226	302			408	200,6	+164,6	-101,4
24	29			37	94		260	308			404	200,7	+163,7	-107,3
25	30			38	96	102	234	308			405	200,6	+162,6	-107,4
26	31			45	110,5	116,5	243	314			400	202,6	+157,6	-111,4
27	32			49	116		248	316			413	204	+152,7	-115,3
28	33			52	120		255	320	до забоя		410	204	+152,7	-115,3
29	34			52	128		258	320			420	205,8	+153,9	-114,2
30	35			54	115		258	318			427	206	+152	-112
31	36			56	105		280	324			420	207,3	+148,3	114,7
32	37			59	106		278							
33	38			67	118	122	287	322			434	208,42	+141,42	-113,58
34	39			70	120	124	290	321			430	208	+138	-113
35	40		38	72	123		285	321			440	206,69	+134,69	-114,31
36	41			77	112	116	287	324			440	206,1	+129,1	-117,9
37	42			70	118		223	270	423	до забоя	455	186,05	+116,05	-84
38	43			61	110		210	273	до забоя		400	185,2	+124,2	-87,8
39	44			33	102		240	320			405			
40	45			35	86		232	310			40,5	198,6	+163,8	-101,2
41	46			51	115	120	246	318			410	202,6	+151,6	-115,4
42	47			70	117		218	270	430	до забоя	449	190	+120	-80

№пп	№сква	Стратиграфический разрез									Забой скважины	Альtitудa устья скважины	Абсолютная отметка подошвы верхнего неокома	Абсолютная отметка кровли Р-Т	
		Cr1alb	Cr1apt	Cr1ne2	Cr1ne1	Ж	Ж2	Ж1	РТ	Р1кг					
43	48			68	121		206	268	305		444				
44	49			68	110		232	284	433		444	185	+117	-99	
45	50			74	111		250	300	429		453	186,66	+112,6	-112,34	
46	51			68	112		232	285	до забоя		400	185,9	+117,9	-99,1	
47	52			66	113		245	281			378	185,75	+119,75	-95,25	
48	53			47	92	96	245	307			440	200,8	+153,8	-106,2	
49	54			40	88		232	294			414	200,6	+160,6	-93,4	
50	55			39,5	82		236	305			410	200	+160,5	-105	
51	56			38	98		240	310	до забоя		410	199,9	+161,9	-110,1	
52	57			37	110		247	318			410	199,86	+162,86	-118,2	
53	58			40	108		248	312			413	200	+160	-1,2	
54	59		10	42	100		234	300			431	200,75	+158,75	-99,25	
55	60			42	100		236	302			430	201,5	+159,5	-109,5	
56	61			44	104		240	312			430,8	202,5	+158,5	-109,5	
57	62			50	112		244	320			459	203,1	+153,1	-116,9	
58	63			76	105		211	265,5	444	до забоя	552	190,35	+144,35	-75,15	
59	64			60	102		254	320	450		456	203,7	+143,7	-116,9	
60	65			78	108		220	260	598		638	190,9	+112,9		
61	101	Электрокаротажа не проводилось													
62	102						147	208	316	до забоя	416				
63	103								348		384				
64	104			68	119	123	270	310	до забоя		477,4	204,77	+136,77	-105,3	
65	105	Электрокаротажа не проводилось													
66	106				115	117	224	280			369,5				
67	107			38	98		224	300			418,7	199,46	+161,46	-100,6	
68	108			59	138		264	340			389,9				
69	109	Электрокаротажа не проводилось													
70	110		23	54		255	330	378			383,2				
71	111			69	110	115	Ниже кар. диагр. нет				452	186,8	+117,88		
72	112				117		283	361	450	до забоя	456				
73	113						255	353	421		450				
74	114			100	168		300	355	до забоя		487,8	212,5	+112,5		
75	115			102	156		298	351	488	до забоя	502,5	214,45	+114,45	-136,6	
76	116			96	160		303	382	473		530	209,35	+113,35	-172,7	
77	117			66	126		260	326	465		470	205,93	+139,93	-120	
78	118	Нет каротажа верха					286	317	до забоя		382				
79	119		54	103	172		306	336	538	до забоя	545,2	215,18	+112,18	-120,9	
80	120				84		220	294	378		406				
81	121			60	109	113	203	271	до забоя		350	185,25	+125,25	-86,75	
82	122			72	116	121	227	281			399,5	188,7	+116,7	-92,3	
83	125			90	153		305	380			470,4	208,81	+118,81		
84	126				124		250	320	454	до забоя	456	204,15		-118,9	
85	127			72	148		275	332	до забоя		479	207,39	+135,39	-124,7	
86	132		53	75	145		280	323			525	207,08	+132,08	-116	
87	133			95	152	156	296	346			489,3	210,57	+115,57	-135,5	
88	134			80	150		242	334			464	210,09	+130,09	-124	

№пп	№сква	Стратиграфический разрез									Забой скважины	Альtitуда устья скважины	Абсолютная отметка подошвы верхнего неокма	Абсолютная отметка кровли Р-Т
		Cr1alb	Cr1apt	Cr1ne2	Cr1ne1	Л3	Л2	Л1	РТ	Р1кг				
89	135		60	93	150	153	293	330	до забоя		495	207	+114	-123
90	136			86	134	160	280	323			438	207,03	+121,03	-116
91	137		92	141	216		394	434			536			
92	138			125	170		384	425	540	до забоя	645			
93	139			146	210		380	433	до забоя		1126			
94	140			55	1..6			340			420	209,93	+154,93	-130,07
95	141			102	150		315	350			450	210,04	+108,04	-140
96	142			38	92		232	294			375	200,16	+162,16	-93,84
97	143			38	88	92	236	306			385	200,9	+162,9	-105,1
98				42	90		238	310			375	201,6	+159,6	-108,4
99				47	108		240	312			400	201,7	+154,7	-110,3
100			10	56	118		248	310			380	203,4	+147,4	-106,6
101			14	58	120		255	312			460	204,3	+140,3	-107,7
102			18	60	125	130	260	346			412	205,2	+145,2	-140,8
103			18	57	131		260	342			399	205,9	+148,9	-136,1
104	243		20	50	98	10	265	330			384	201,8	+151,8	-128,2
105				70	113	116	232	289			445	186,5	+116,5	-102,5
106	247		21	57	106	110	247	304			385	203,4	+146,4	-100,6
107			22	58	108	111	270	310			385	203,7	+145,7	-106,3
108			23	58	120		273	314			420	204,2	+146,2	-109,8
109	253		28	63	110		264	322	до забоя		459	206,08	+143,08	-116
110	257		37	80	153		282	338			449	207,36	+127,36	-130,7
111	264		44	86	158		290	336			416	208,18	+122,18	-127,9
112	265			80	154		280	336			454	207,59	+127,59	-128,5
113	266			75	154		287	324			402	202,15	+127,15	-121,9
114	267			73	120	124	292	326			405	207,6	+134,6	-118,4
115	268			69	118	121	281	323			418	207,05	+138,05	-116
116	269	Ликвидирован по техническим причинам												
117	269a			68	138		291	323			420	207,05	+139,05	-116
118	270			65	138		284	318			412	206,43	+139,43	-111,6
119	272		30	67	139		277	314			480	206,59	+139,59	-107,5
120	273		30	66	140		273	310			383	205,59	+139,59	-104,1
121	274		27	65	114	117	282	305			388	204,4	+139,4	-100,6
122	280		33	70	123	126	280	312			398	205,05	+135,05	-107
124	281		36	72	124	129	277	315			390	206,2	+134,2	-108,8
125	282		38	75	155		280	321			404	208,75	+133,75	-112,3
126	283		36	75	146		289	322			453	208,41	+133,41	-113,6
127	284		35	74	123	127	200	322			410	208,45	+134,45	-113,6
128	285		39	75	124	128	298	326			420	209,42	+134,42	-116,6
129	287		42	80	129	133	296	328			420,5	209,47	+129,47	-118,6
130	288		44	82	133	136	295	330			481	209,83	+127,47	-118,6
131	289		44	83	164	170	300	340			471	210,04	+127,04	-130
132	290		48	87	160		290	338	до забоя		430	210,16	+123,16	-127,9
133	291		51	92	148	137	297	297	338		464	210,08	+118,08	-128
134	292		46	95	166	170	302	350			438	212,71	+117,71	-137,3
135	293		50	90	165,5		318	350			475	212,54	+1122,54	-137,5
136	294		50	90	166		320	348			470	212,17	+122,17	-135,9
137	295		48	88	160		308	340			436	211,88	+123,88	-128,2
138	315			61	111	115	203	254			450	185,05	+124,05	-69
139	340			36	92	97	230	302			402	200,8	+164,8	-101,2
140	341			41	92	95	241	290	402	до забоя	411,5	203,5	+162,5	-86,5

№пп	№скв	Стратиграфический разрез								Забой скважины	Альтитуда устья скважины	Абсолютная отметка подошвы верхнего неокма	Абсолютная отметка кровли Р-Т	
		Cr1alb	Cr1apt	Cr1ne2	Cr1ne1	J3	J2	J1	PT					PTkg
141	344			30	83		220	316	до забоя		396,5	199,45	+169,45	-117,6
142	345			30	84	89	218	300			401,2	199,7	+169,7	-100,3
143	346			32	88		226	297			400	200,5	+172,5	-96,5
144	347			42	94		246	300			419,3	203,6	+161,6	-96,4
145	348			42	92	95	246	312			411	204,25	+162,25	-107,25
146	349			44	119		250	320			410,5	206,47	+162,47	-113,6
147	358			27	92		216	302	390	до забоя	410	200,5	+173,5	-101,5
148	359			28	90		225	295	до забоя		396,5	201,5	+173,5	-94,5
149	360			32	94		233	306			389	202,5	+170,5	-104,5
150	361			32	96		234	342			410	203	+171	-139
151	362			36	102		235	342	до устья		404,5	204	+168	-138
152	363			40	114		249	343,5			404,5	204,5	+164,5	-139,5
153	371			53	110		280	320			439	207,5	+154,5	-112,5
154	372			60	110		285	318			432	206,5	+146,5	-111,5
155	373			70	120		286	314			430	206,5	+146,5	-111,5
156	374			74	140		287	336			475	206	+132	-130
157	380		50	87	157		285	333			457,5			

Таблица П. 2.3 - Характеризующая химический состав вод нефтяных горизонтов месторождения

П/п	№ скв	Горизонт	Дата взятия пробы	Интервал прострела м	РН по МИХАЭ-лису	Уд.вес.в.д.	На 100 грамм воды в граммах					МНЭ на 100гр воды					Характерист. Пальмера Солевой состав по резениусу										В гр. на 100 гр воды			Соленость, ° Ве						
							Ca	Mg	N a+K	SO <sub>4</sub>	Cl	HCO <sub>3</sub>	Ca	Mg	N a+K	SO <sub>4</sub>	Cl	HCO <sub>3</sub>	Сумма МНЭ	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A <sub>2</sub>	NaClE	MgCl <sub>2</sub>	Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	CaSO <sub>4</sub>	Mg <sub>3</sub>	NaCl	г Ca/rMg		гCaCl <sub>2</sub> /гMgCl <sub>2</sub>	гSO <sub>4</sub> *100/гCl	г Na-rCl/r SO <sub>4</sub>	Бром В <sub>2</sub> в гр. на 100 гр.воды	Иод I <sub>1</sub> в мг/л	В <sub>2</sub> O <sub>3</sub> в мг/л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
1	26	РТ	20.03.1946	367-382	6,89	1,1068	0,0487	0,0216	5,7224	0,0351	8,9251	0,1287	2,43	1,78	248,8	0,0315	8,9251	0,1287	506,02	98,34	0,82	0,84	-	-	-	-	-	0,994	1,34	0	0,28	-	-	-	-	
2	27	"	25.07.1951	376-391	6,83	1,1343	0,0703	0,0276	7,0074	0,1585	10,844	0,0817	3,51	2,27	304,67	3,3	305,81	1,34	620,9	98,14	1,42	0,44	98,14	-	-	-	0,7	0,996	1,6	0	1,08	-	0,0026	0,961	2,41	17,1
3	"	"	18.09.1952	"	6,88	1,1402	0,0707	0,0299	7,1818	0,1659	11,1114	0,0824	3,53	2,46	312,16	3,45	313,35	1,35	636,3	98,12	1,46	0,42	98,12	-	-	0,68	0,996	1,4	0	1,08	-	0,002	0,7	4,34	17,8	
4	28	"	28.09.1952	354-391	7,39	1,0269	0,0142	0,019	1,4989	не обн	2,346	0,0781	0,71	1,56	65,17	н.о	66,16	1,28	134,88	96,64	1,48	1,88	96,64	-	-	-	0,985	0,46	0	н.о	0,64	0,0004	0,448	3,86	3,8	
5	31	"	18.09.1952	381-383	6,68	1,1373	0,0254	0,0185	7,1307	0,1871	10,9532	0,0525	2,09	1,52	310,03	3,89	308,89	0,86	627,28	98,86	0,88	0,26	98,5	0,36	-	0,4	0,005	1,33	0	1,24	0,29	0,001	0,588	4,34	17,4	
6	32	"	24.02.1942	367,2-393	-	1,0387	0,0258	0,0157	-	0,006	3,734	0,05	1,287	1,29	104,4	0,12	105,19	1,673	213,96	97,6	0,84	1,56	-	-	-	-	0,99	-	-	-	-	-	-	-	5,4	
7	32	"	18.09.1952	367,2-393	7,34	0,0681	0,0309	0,024	3,6867	0,0521	5,7303	0,0683	1,54	1,97	160,29	1,08	161,6	1,12	327,6	97,86	1,46	0,68	97,86	-	-	0,26	0,992	0,78	0	0,66	-	0,0012	0,28	3,86	9,2	
8	"	"	06.06.1962	"	6,74	1,0798	0,0531	0,0343	4,1681	0,0818	6,5203	0,0532	2,65	2,82	11,22	1,7	184,02	0,97	373,38	97,06	2,42	0,52	97,06	1,5	0,52	-	0,985	0,93	0	0,92	-	0,0022	0,39	4,57	10,65	
9	34	"	20.04.1945	357-397	7,33	1,0458	0,0258	0,0234	2,4769	0,0507	3,8468	0,0845	1,29	1,93	107,69	7,05	108,47	1,39	221,82	97,08	1,66	1,26	-	-	-	-	0,993	0,07	0	0,94	-	-	-	-	6,3	
10	"	"	25.05.1949	"	7,27	1,0489	0,0279	0,0343	2,7106	0,0432	4,2501	0,0793	1,39	2,82	117,85	0,9	119,86	1,3	144,12	96,56	2,38	1,06	-	-	-	-	0,983	0,5	0	0,74	-	-	-	-	-	
11	"	"	05.06.1962	366-396	6,74	1,0697	0,0643	0,0303	3,6837	0,0606	5,8091	0,0476	3,21	2,49	160,16	1,26	163,82	0,78	331,72	96,56	2,96	0,48	96,56	1,5	0,48	0,76	0,978	1,29	0,46	0,76	-	0,0015	0,39	4,57	9,4	
12	35	"	21.04.1945	394-405	7,38	1,0565	0,0367	0,0232	3,0707	0,0329	4,8006	0,0726	1,83	1,91	133,51	0,68	135,38	1,19	274,45	97,26	1,88	0,96	-	-	-	-	0,986	0,86	0,01	0,5	-	-	-	-	7,72	
13	"	"	17.07.1962	382-401	6,78	1,1041	0,0725	0,042	5,3494	0,1077	8,381	0,0622	8,62	3,45	232,54	2,24	236,35	1,02	479,22	97,04	2,54	0,42	97,04	1,44	0,42	0,94	0,993	1,01	0,11	0,94	-	0,0011	0,39	4,57	13,6	
14	36	"	25.07.1951	382-400	7,21	1,0844	0,0387	0,0212	4,5931	0,0563	7,1207	0,0848	1,93	1,74	199,7	1,17	200,81	1,39	406,74	98,22	1,1	0,68	98,22	-	-	0,26	0,994	1,11	0	0,56	-	0,0022	0,39	2,25	11,2	
15	"	"	1962	"	6,14	1,1111	0,0755	0,0479	5,652	0,1198	8,8721	0,0464	3,77	3,94	245,74	2,49	250,2	0,76	506,9	96,96	2,74	0,3	96,96	1,56	0,8	0,98	0,982	0,95	0,26	0,98	-	0,0026	1,337	4,97	14,45	
16	37	"	18.09.1952	382-408	6,74	1,0789	0,0222	0,0247	4,2598	0,0406	6,6214	0,0476	1,11	2,03	185,21	0,84	186,73	0,78	376,7	98,32	1,26	0,42	98,32	-	-	-	0,18	0,992	0,57	0	1,68	-	0,0014	0,615	3,86	10,6
17	38	"	17.09.1945	375-391	7,08	1,0302	0,0255	0,024	1,6445	0,0008	2,4943	0,269	1,27	2,01	71,5	0,02	70,34	4,42	159,56	94,03	-	2,86	-	-	-	-	-	1,017	0,63	0	0,02	-	-	-	-	4,5
18	"	"	1962	387-420	6,79	1,0355	0,0553	0,0224	1,8982	0,0727	0,0152	0,036	2,76	1,84	82,53	1,51	85,03	0,59	174,26	94,72	4,6	0,68	94,72	2,12	0,68	1,74	0,971	1,49	0,35	1,74	-	0,0011	0,39	4,57	4,95	
19	39	"	08.09.1951	401,1-414	6,86	1,149	0,0571	0,0285	6,267	0,0922	9,7288	0,0848	2,85	2,34	272,48	1,92	274,36	1,39	555,34	98,14	1,36	0,5	98,14	-	-	0,52	0,993	1,21	0	0,7	-	0,0024	0,488	2,25	15,5	
20	39	РТ	17.09.1952	401,1-414	6,74	1,1221	0,0537	0,027	6,4803	0,1091	10,0277	0,097	2,68	2,22	281,75	2,27	282,79	1,59	573,3	98,28	1,18	0,54	98,28	-	-	0,4	0,997	1,21	0	0,8	-	0,0019	0,56	4,99	15,5	
21	39	"	30.08.1958	376-406	6,9	1,135	0,0662	0,0268	7,268	0,1018	11,2863	0,0677	3,3	2,2	316	2,12	318,27	1,11	643	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0029	н.о.	отс.	-
22	40	"	01.09.1951	386-406	6,9	1,103	0,0382	0,026	5,4735	0,0601	8,4998	0,0671	1,91	2,14	237,98	1,25	239,7	1,1	484,1	98,32	1,22	0,46	98,32	-	-	0,34	0,18	0,993	0,93	0	0,52	-	0,0027	1,035	2,25	13,5
23	40	"	03.07.1962	"	6,76	1,109	0,0689	0,0271	5,5885	0,1103	8,6987	0,0641	3,44	2,23	242,98	2,29	245,31	1,05	497,3	97,72	1,86	0,42	97,72	0,9	-	0,92	-	0,99	1,53	0,04	0,92	-	-	-	-	14,2
24	41	"	18.09.1952	401,5-412	7,58	1,0731	0,0291	0,0156	3,9488	0,0305	6,1314	0,0939	1,45	1,94	171,69	0,63	172,9	1,54	350,16	98,08	1,04	0,88	98,08	-	-	-	0,36	0,993	0,75	0	0,36	-	0,0015	0,587	4,34	9,8
25	"	"	05.06.1962	393-412	6,49	1,0828	0,0353	0,321	4,3576	0,0509	6,8009	0,0616	1,75	2,64	189,46	1,06	191,19	1,01	387,72	97,74	1,74	0,52	97,74	1,2	0,52	0,38	0,16	0,988	0,66	0	0,54	-	0,002	0,668	9,94	11,05
26	42	"	23.05.1953	318-345	6,82	1,1215	0,1024	0,0326	6,2549	0,0529	9,875	0,0998	5,11	2,68	271,95	1,1	278,48	0,16	559,48	97,22	2,72	0,06	-	-	-	-	0,997	1,9	1,4	0,4	-	-	-	-	15,6	
27	42	"	05.06.1962	"	6,44	1,1267	0,1491	0,0699	6,3475	0,1125	10,1096	0,1049	7,44	5,75	275,97	2,34	285,1	1,72	578,32	96,44	3,96	0,6	95,44	1,98	0,06	0,8	-	0,968	1,3	0,6	0,8	-	0,002	1,56	9,94	16,25
28	44	"	20.02.1942	378,6-387	-	1,0264	0,018	0,0114	-	0,002	2,21	0,0979	0,898	0,998	63,783	0,03	47,49	3,26	131,246	95,04	-	2,78	-	-	-	-	0,98	-	-	-	-	-	-	-	3,7	
29	"	"	25.07.1951	369-387	7,54	1,0255	0,0293	0,0158	1,4656	следы	2,279	0,1348	1,46	1,3	63,72	следы	64,27	2,21	132,96	95,84	0,84	3,32	95,84	-	-	-	-	0,991	1,12	0	сл.	-	0,0015	0,0632	2,57	3,7
30	"	"	1962	"	6,79	1,0256	0,0373	0,0402	1,4469	0,0039	2,3003	0,1435	1,86	2,04	62,91	0,08	64,27	1,86	133,62	94,16	3,06	2,78	94,16	-	2,78	-	-	0,97	0,91	0	0,12	-	0,0011	0,396	4,97	3,6
31	46	"	25.05.1949	378-399	7,05	1,123	0,0597	0,0265	6,5028	0,1202	10,075	0,0781	2,98	2,18	282,73	2,5	284,11	1,28	575,78	98,2	1,36	0,44	-	-	-	-	0,995	1,37	0							

ПШ	№.№ скв	Горизонт	Дата взятия пробы	Интервал прострела м	РН по МИХАЭ-лису	Уд.вес <sub>20</sub> д4	На 100 грамм воды в граммах					МИЭ на 100гр воды					Характерист. Пальмера Солевой состав по резеннусу											В гр. на 100 гр воды				Соленость, ‰ Ве				
							Ca <sup>+</sup>	Mg <sup>+</sup>	Na+K	SO <sub>4</sub>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub>	Ca <sup>+</sup>	Mg <sup>+</sup>	Na+K	SO <sub>4</sub>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub>	Сумма МИЭ	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A <sub>2</sub>	NaCE	MgCe <sub>2</sub>	Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	CaSO <sub>4</sub>	Mg <sub>3</sub>	Na/Cl	г Ca/гMg	гCaCl <sub>2</sub> /гMgCl <sub>2</sub>	гSO <sub>4</sub> *100/гCl		г Na-гCl/г SO <sub>4</sub>	Бром В <sub>2</sub> в гр. на 100 гр. воды	Иод I <sub>2</sub> в мг/л	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> в мг/л
64	243	"	25.07.1951	351-369,5	7,55	1,0234	0,0232	0,0214	1,3894	0,0016	2,1432	0,1745	1,16	1,76	60,41	0,03	60,44	2,86	126,66	95,38	0,12	4,5	96,38	-	-	-	0,06	0,999	0,66	0	0,03	-	0,0012	0,86	3,22	3,3
65	243	"	07.06.1962	"	6,86	1,0219	0,0186	0,0409	1,2754	не обн	2,0375	0,1254	0,93	3,36	55,45	не обн	57,46	2,28	119,48	92,82	3,36	3,83	92,82	-	1,56	-	-	0,965	0,28	0	н.о	-	0,0011	0,668	4,57	3,1
66	273	"	04.01.1942	367-383	-	1,0648	0,0305	-	-	0,0764	4,943	0,0183	1,522	1,398	138,599	1,589	139,31	1,673	283,038	98,8	-	0,4	-	-	-	-	0,99	-	-	-	-	-	-	-	8,7	
67	284	"	19.09.1951	402-410	7,62	1,0525	0,0232	0,0232	2,8591	не обн	4,435	0,144	1,21	1,91	124,31	н.о	123,07	2,36	254,86	97,56	0,58	1,86	97,56	-	-	-	-	0,994	0,63	0	н.обн	-	0,0013	0,586	2,57	7,2
68	283	"	16.06.1942	392,8-399	-	1,0565	0,0529	0,0231	-	0,003	4,589	0,0911	2,64	1,9	128	0,06	129,44	3,04	265,08	96,58	1,72	2,3	-	-	-	-	0,98	-	-	-	-	-	-	-	7,7	
69	283	"	07.07.1952	392,8-399	7,62	1,0531	0,0202	0,0238	2,9056	не обн	4,4992	0,1476	1,01	1,86	126,33	не обн	126,83	2,42	258,6	97,7	0,42	1,88	97,7	-	-	-	-	0,994	0,51	0	н.обн	-	0,0013	0,718	1,64	7,3
70	"	"	05.06.1962	375-399	6,76	1,0522	0,0257	0,035	2,8122	не обн	4,4208	0,1074	1,28	2,88	122,27	не обн	124,67	1,76	252,86	96,7	1,9	1,4	96,7	1,9	1,02	-	-	0,981	0,45	0	"	-	0,0013	0,668	9,94	7,15
71	291	РГ	19.09.1952	372-376	7,28	1,0321	0,0248	0,018	1,7659	0,0024	2,7602	0,0982	1,24	1,24	76,78	0,05	77,84	1,71	159	96,58	1,38	2,04	96,58	-	-	-	0,06	0,987	0,84	0	0,06	-	0,0009	0,616	7,08	4,5
72	"	"	05.06.1962	372-408	6,76	1,0335	0,0259	0,0449	1,8248	не обн	2,9538	0,0622	1,29	1,29	79,34	н.о	83,3	1,02	168,64	94,08	4,7	1,24	94,08	4,38	1,22	-	-	0,952	0,35	0,21	н.о	-	0,0011	0,668	4,57	4,7
73	293	"	17.09.1952	402-404	7,32	1,0391	0,0228	0,028	2,1519	не обн	0,3854	0,1068	1,14	1,14	93,78	н.о	95,47	1,75	194,44	96,46	1,74	1,8	96,46	-	-	-	-	0,982	0,5	0	н.о	-	0,0011	0,448	3,86	5,4
74	340	"	16.08.1944	359-389	7,09	1,1039	0,0529	0,0292	5,6097	0,0477	8,721	0,1263	2,64	2,64	243,9	0,93	245,94	2,07	497,88	97,98	1,18	0,84	97,98	-	-	-	-	0,992	1,1	0	0,36	-	-	-	-	13,6
75	341	"	19.09.1952	364-395	7,42	1,0686	0,0291	0,0192	3,6963	0,0505	5,7286	0,0683	1,45	1,45	160,71	1,07	161,55	1,12	327,48	98,16	1,16	0,68	98,16	-	-	-	0,46	0,995	0,92	0	0,66	-	0,0013	0,224	4,99	9,3
76	345	"	16.08.1944	386-393	7,2	1,0978	0,0232	0,0161	5,3176	0,027	5,3176	0,1122	1,16	1,16	231,2	0,55	231,28	1,84	467,36	98,94	0,28	0,78	98,94	-	-	-	-	0,999	0,89	0	0,24	-	-	-	-	12,9
77	346	"	17.07.1962	363,387	6,42	1,0982	0,0521	0,0528	4,9885	0,1078	7,8757	0,0293	2,6	2,6	217,89	2,22	222,13	0,48	449,66	96,2	2,88	1,9	96,9	1,9	0,22	0,94	0,04	0,981	0,6	0	0,98	-	0,0018	0,39	4,57	12,9
78	346	"	25.07.1951	374,8-387	7,24	1,1285	0,0653	0,0195	6,7273	0,1839	10,3731	0,604	3,26	3,26	292,49	3,83	292,53	0,99	594,7	98,34	1,32	0,34	98,34	-	-	0,78	0,52	0,959	2,07	0	1,3	-	0,002	0,809	3,22	16,4
79	346	"	03.12.1962	363-387	6,96	1,0954	0,0627	0,042	4,8937	0,0935	7,6622	0,083	3,13	3,13	212,77	1,94	216,08	1,36	438,76	96,9	2,4	0,62	97,72	0,9	-	0,92	-	0,99	1,53	0,04	0,92	-	-	-	-	12,55
80	372	"	20.04.1945	407-418	7,38	1,0688	0,0485	0,0325	3,6494	0,0419	5,7286	0,0817	2,42	2,42	158,67	0,87	161,55	1,34	327,52	98,88	2,3	0,82	-	-	-	-	0,982	0,9	0,09	0,52	-	-	-	-	9,29	
81	247	"	05.06.1962	341-375	6,86	1,0263	0,0286	0,0407	1,4012	0,0166	2,2315	0,1391	1,29	1,29	60,92	0,35	62,93	2,28	131,12	92,94	3,58	3,48	92,94	3,04	1,96	-	0,54	0,968	0,38	0	0,54	-	0,0005	1,337	4,57	3,7
82	58	"	05.06.1962	376-399	6,58	1,027	0,0261	0,027	1,4998	0,004	2,3648	0,1196	1,3	1,3	65,21	0,08	66,69	1,96	137,46	94,88	2,26	2,86	94,88	2,14	1,9	-	0,12	0,978	0,59	0	0,12	-	0,0011	0,668	7,46	3,8
83	133	"	05.06.1962	272-401	6,49	1,0322	0,0261	0,0225	1,8021	0,0018	2,8698	0,0323	1,3	1,3	78,35	0,04	80,93	0,53	162	96,14	3,2	0,66	96,14	2,26	0,66	0,14	-	0,968	0,71	0,4	0,04	-	0,0011	0,836	7,46	4,5
84	"	"	03.12.1962	"	7,01	1,0323	0,0481	0,0157	1,8186	не обн	2,9486	0,0793	2,4	2,4	79,07	н.о	81,46	1,3	165,52	95,54	2,88	1,58	95,54	1,56	-	-	-	0,971	1,86	0,84	н.о	-	-	-	-	4,5
85	282	"	06.06.1962	381-398	6,86	1,0325	0,0295	0,0539	1,786	не обн	2,8907	0,1238	1,47	1,47	77,65	н.о	81,52	2,03	167,1	92,94	4,62	2,44	92,94	4,62	1,76	-	-	0,953	0,33	0	н.о	-	0,0008	0,557	4,57	4,55
86	287	"	06.06.1962	373-420	6,76	1,0339	0,0259	0,0447	1,8297	не обн	2,9538	0,0744	1,29	1,29	79,55	н.о	83,3	1,22	169,04	94,12	4,44	1,44	94,12	4,36	1,44	-	-	0,955	0,35	0,02	н.о	-	0,0008	0,39	4,57	4,95
87	289	"	06.06.1962	403-407	6,76	1,0404	0,0182	0,0557	2,2055	не обн	3,5361	0,1013	0,91	0,91	95,89	н.о	99,72	1,66	202,76	94,58	3,78	1,6	94,58	3,78	0,9	-	-	0,962	0,2	0	н.о	-	0,0012	0,39	4,57	5,6
88	363	"	06.06.1962	364-382	6,78	1,0823	0,0742	0,0214	4,3187	0,107	6,7491	0,0409	3,7	3,7	187,77	2,33	190,33	0,67	386,46	97,18	2,48	0,34	97,18	0,9	0,34	1,16	-	0,987	2,13	0,84	1,16	-	0,0011	0,39	9,94	10,95
89	45	"	03.12.1962	"	7,05	1,0245	0,0447	0,0135	1,3609	следы	2,1663	0,0866	2,23	2,23	59,17	следы	61,09	1,42	118,34	94,66	3,06	2,28	94,66	1,78	-	-	-	0,969	2	0,72	следы	-	-	-	-	3,45
90	267	"	01.07.1962	389-402	6,76	1,0339	0,0259	0,0447	1,8297	не обн	2,9538	0,0744	1,29	1,29	79,55	н.о	83,3	1,22	169,04	94,12	4,44	1,44	94,12	4,36	1,44	-	-	0,955	0,35	0,02	н.о	-	0,0008	0,39	4,57	4,7
91	280	"	07.07.1962	348-398	6,76	1,0351	0,0369	0,0471	1,8842	не обн	3,0191	0,1519	1,84	1,84	81,92	"	85,14	2,49	175,26	93,48	4,44	2,1	93,48	3,68	2,1	-	-	0,962	0,48	0	н.о	-	0,0008	0,668	4,57	4,9

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основного фонда по Южному полю. Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из бездействия и консервации, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м3/сут
	всего	доб.	нагнет.					всего	нагнет.				нефти	жидкости	
2025	1	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,00	10,4	0
2026	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,85	10,5	0
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,71	10,6	0
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,57	11,0	0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,44	11,4	0
2030	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,32	12,1	0
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,21	13,0	0
2032	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	2,10	14,4	0
2033	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,97	16,2	0
2034	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,85	18,6	0
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,74	20,3	0
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,64	21,2	0
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,54	22,0	0
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,45	22,9	0
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,36	23,4	0
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,28	24,0	0
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1,20	24,3	0

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по Южному полю. Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой текущая, %	Компенсация отборов закачкой накопленная, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл			годовая	накопл
2025	0,21	1,9	1,9	0,2	1,9	0,0001	0,7	0,7	71,2	0	0	0	0	0	0
2026	0,99	9,0	9,2	1,2	10,9	0,001	3,7	4,4	73,0	0	0	0	0	0	0
2027	0,94	8,5	9,6	2,1	19,4	0,001	3,7	8,1	74,4	0	0	0	0	0	0
2028	0,89	8,1	10,1	3,0	27,5	0,002	3,8	11,9	76,5	0	0	0	0	0	0
2029	0,85	7,7	10,6	3,9	35,2	0,003	4,0	15,8	78,6	0	0	0	0	0	0
2030	0,80	7,3	11,3	4,7	42,6	0,003	4,2	20,0	80,8	0	0	0	0	0	0
2031	0,76	7,0	12,1	5,4	49,5	0,004	4,5	24,5	83,0	0	0	0	0	0	0
2032	0,73	6,6	13,1	6,2	56,1	0,004	5,0	29,5	85,4	0	0	0	0	0	0
2033	0,68	6,2	14,1	6,9	62,3	0,005	5,6	35,1	87,8	0	0	0	0	0	0
2034	0,64	5,8	15,5	7,5	68,2	0,005	6,5	41,6	90,1	0	0	0	0	0	0
2035	0,60	5,5	17,2	8,1	73,6	0,006	7,0	48,6	91,4	0	0	0	0	0	0
2036	0,57	5,2	19,6	8,7	78,8	0,006	7,4	55,9	92,3	0	0	0	0	0	0
2037	0,53	4,8	22,9	9,2	83,6	0,006	7,6	63,6	93,0	0	0	0	0	0	0
2038	0,50	4,6	27,9	9,7	88,2	0,007	7,9	71,5	93,7	0	0	0	0	0	0
2039	0,47	4,3	36,3	10,2	92,5	0,007	8,1	79,6	94,2	0	0	0	0	0	0
2040	0,44	4,0	53,5	10,6	96,5	0,007	8,3	87,9	94,7	0	0	0	0	0	0
2041	0,42	3,8		11,03	100,3	0,008	8,4	96,4	95,1	0	0	0	0	0	0

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда по Южному полю. Вариант III

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважины из ликвид. фонда под закачку, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд действующих добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагнетательной скважины, м3/сут
	всего	доб.	нагнет.					всего	нагнет.				нефти	жидкости	
2025	1	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	3,0	10,4	0
2026	1	1	0	3	0	1	0	0	0	2	2	1	2,6	9,6	55,8
2027	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	2,2	10,2	15,8
2028	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	2,1	11,5	18,9
2029	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	1,9	13,0	22,3
2030	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	1,8	15,9	28,2
2031	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	1,6	17,7	32,2
2032	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	1,5	20,7	38,5
2033	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	1,3	22,4	42,2
2034	0	0	0	3	0	0	0	0	0	2	2	1	1,2	24,3	46,1

Таблица П. 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по Южному полю. Вариант III

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой текущая, %	Компенсация отборов закачкой накопленная, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл			годовая	накопл
2025	0,21	1,9	1,9	0,2	1,9	0,0001	0,7	0,7	71,2	0	0	0	0	0	0
2026	1,35	12,3	12,5	1,6	14,2	0,001	5,1	5,8	73,3	3,7	3,7	68,4	59,8	0	0
2027	1,56	14,2	16,5	3,1	28,3	0,002	7,0	12,8	77,9	5,5	9,2	72,3	66,7	0	0
2028	1,44	13,1	18,3	4,6	41,4	0,003	8,0	20,8	81,9	6,5	15,7	75,8	70,2	0	0
2029	1,32	12,0	20,5	5,9	53,5	0,004	9,0	29,9	85,4	7,7	23,4	78,7	72,8	0	0
2030	1,21	11,0	23,7	7,1	64,5	0,005	11,0	40,9	89,0	9,8	33,2	81,8	75,2	0	0
2031	1,12	10,1	28,6	8,2	74,6	0,006	12,3	53,1	90,9	11,2	44,4	83,4	77,1	0	0
2032	1,02	9,3	36,5	9,2	83,9	0,006	14,4	67,5	92,9	13,3	57,7	85,1	78,8	0	0
2033	0,93	8,4	52,4	10,2	92,3	0,007	15,6	83,1	94,0	14,6	72,4	86,1	80,2	0	0
2034	0,85	7,7		11,0	100,0	0,008	16,9	99,9	95,0	16,0	88,4	86,8	81,3	0	0

Таблица П. 4.2.1 - Капитальные вложения по месторождению Шубаркудук. Вариант I

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>I</b>	<b>Бурение и обустройство скважин</b>																		
1.	Бурение добывающих скважин	скв.	1	571.43	<b>571.43</b>	571.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Обустройство скважин наземное	скв.	1	114.29	<b>114.29</b>	114.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат на бурение скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>685.71</b>	<b>685.71</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>II</b>	<b>Перевод скважин</b>				0														
1.	Ввод скважины из ликвид фонда под закачку	тыс.\$	0	8.00	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$			<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат по переводу скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции</b>					<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>III</b>	<b>Ликвидация скважин</b>				0														
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	4.06	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	4.06	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат на ликвидацию скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Всего капитальных затрат</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>686</b>	<b>685.71</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Всего капитальных затрат с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>686</b>	<b>685.71</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Коэффициент инфляции</b>		<b>%</b>				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27	1.29

Таблица П. 4.2.2 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Шубаркудук. Вариант I

Годы	Инфляция, %	Объем добычи газа, млн.м3	Технологические потери газа, млн.м3	Использование газа на собственные нужды, млн.м3	Расчет дохода от продажи газа					Общий доход предприятия (без НДС), тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, млн.м3	внешний рынок, млн.м3	внутренний рынок, млн.м3	внешний рынок, \$/тыс.м3	внутренний рынок, \$/тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	1.00	0.21	0.00	0.00	0.21	0.00	0.21	426.37	213.3	45
2026	1.02	0.99	0.00	0.00	0.98	0.00	0.98	434.90	217.6	214
2027	1.04	0.94	0.00	0.00	0.93	0.00	0.93	443.60	222.0	207
2028	1.06	0.89	0.00	0.00	0.89	0.00	0.89	452.47	226.4	201
2029	1.08	0.85	0.00	0.00	0.84	0.00	0.84	461.52	230.9	195
2030	1.10	0.80	0.00	0.00	0.80	0.00	0.80	470.75	235.5	189
2031	1.13	0.76	0.00	0.00	0.76	0.00	0.76	480.16	240.2	183
2032	1.15	0.73	0.00	0.00	0.72	0.00	0.72	489.76	245.1	177
2033	1.17	0.68	0.00	0.00	0.68	0.00	0.68	499.56	250.0	170
2034	1.20	0.64	0.00	0.00	0.64	0.00	0.64	509.55	255.0	163
2035	1.22	0.60	0.00	0.00	0.60	0.00	0.60	519.74	260.1	156
2036	1.24	0.57	0.00	0.00	0.56	0.00	0.56	530.14	265.3	150
2037	1.27	0.53	0.00	0.00	0.53	0.00	0.53	540.74	270.6	144
2038	1.29	0.50	0.00	0.00	0.50	0.00	0.50	551.55	276.0	138
2039	1.32	0.47	0.00	0.00	0.47	0.00	0.47	562.59	281.5	132
2040	1.35	0.44	0.00	0.00	0.44	0.00	0.44	573.84	287.1	127
2041	1.37	0.42	0.00	0.00	0.41	0.00	0.41	585.31	292.9	121
<b>Итого</b>		<b>11.03</b>	<b>0.06</b>	<b>0.00</b>	<b>10.98</b>	<b>0.00</b>	<b>10.98</b>			<b>2 709</b>

Таблица П. 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения Шубаркудук. Вариант I

Год	Инфляция, %	Производственные расходы								Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции				Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода		
		Химреагенты, тыс.долл.	Расход электроэнергии, тыс.долл	Водоснабжение, тыс.долл.	Текущий ремонт скважин, тыс.долл.	Экологические расходы, тыс.долл.	Страхование ППП, тыс.долл.	ФОТ ППП, тыс.долл.	Прочие услуги производственного характера, тыс.долл	НДПИ, тыс.долл.	Налоги ФОТ ППП (ИПН, ОПВ, ВОСМС, ОСМС), тыс.\$	Налоги ФОТ ППП (СН,СО,ООСМС, ОПВ, ОППВ), тыс.\$	Налог на имущество, тыс.долл.			Общедминистративные расходы, тыс.долл.	Страхование АУП, тыс.долл.	ФОТ АУП, тыс.долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2025	1.00	0.6	2.6	0.1	1.1	0.1	0.1	4.6	0.7	1.1	1.2	1.2	8.7	10	12	1.8	0.2	1.6
2026	1.02	3.2	13.1	0.3	5.0	0.6	0.4	24.5	3.7	5.3	6.4	6.3	7.4	51	25	9.7	0.2	7.9
2027	1.04	3.3	13.4	0.3	4.9	0.6	0.4	25.0	3.8	5.2	6.6	6.4	6.3	52	24	9.9	0.2	8.0
2028	1.06	3.4	14.1	0.3	4.7	0.5	0.4	25.5	4.0	5.0	6.7	6.5	5.4	53	24	10.1	0.2	8.2
2029	1.08	3.7	15.0	0.3	4.6	0.5	0.4	26.1	4.3	4.9	6.8	6.6	4.6	55	23	10.3	0.2	8.4
2030	1.10	3.9	16.2	0.3	4.4	0.5	0.4	26.6	4.6	4.7	7.0	6.8	3.9	57	22	10.5	0.2	8.5
2031	1.13	4.3	17.7	0.3	4.3	0.5	0.4	27.1	5.1	4.6	7.1	6.9	3.3	60	22	10.7	0.2	8.7
2032	1.15	4.9	20.0	0.3	4.2	0.5	0.4	27.6	5.7	4.4	7.3	7.0	2.8	64	22	11.0	0.2	8.9
2033	1.17	5.6	23.0	0.3	4.0	0.5	0.4	25.4	5.9	4.2	6.7	6.5	2.4	65	20	11.2	0.2	8.2
2034	1.20	6.6	27.0	0.3	3.8	0.4	0.4	25.9	7.0	4.1	6.8	6.6	2.0	71	19	11.4	0.2	8.3
2035	1.22	7.3	30.0	0.3	3.7	0.4	0.4	26.4	7.7	3.9	6.9	6.7	1.7	76	19	11.6	0.2	8.5
2036	1.24	7.8	32.0	0.3	3.5	0.4	0.4	23.9	6.9	3.7	6.3	6.1	1.5	75	18	11.9	0.2	8.7
2037	1.27	7.3	33.9	0.3	3.4	0.4	0.5	22.9	7.3	3.6	6.0	5.8	1.2	76	17	12.1	0.2	8.8
2038	1.29	7.7	35.9	0.4	3.2	0.4	0.5	21.8	7.6	3.4	5.7	5.6	1.1	77	16	12.3	0.2	8.0
2039	1.32	8.2	37.5	0.4	3.1	0.4	0.5	23.8	7.9	3.3	6.3	6.1	0.9	82	17	12.6	0.2	8.7
2040	1.35	8.6	39.2	0.4	3.0	0.3	0.5	24.3	8.3	3.2	6.4	6.2	0.8	85	16	12.8	0.3	8.8
2041	1.37	8.9	40.5	0.4	2.9	0.3	0.5	24.8	8.6	3.0	6.5	6.3	0.6	87	17	13.1	0.3	9.0
<b>Итого</b>		<b>95</b>	<b>411</b>	<b>5</b>	<b>64</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>406</b>	<b>99</b>	<b>68</b>	<b>107</b>	<b>104</b>	<b>55</b>	<b>1 095</b>	<b>333</b>	<b>183</b>	<b>4</b>	<b>137</b>

Продолжение таблицы П.4.2.3

Год	Расходы по реализации			Налоги и платежи, входящие в расходы периода					Всего расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Всего налоги и платежи, входящие в расходы периода, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс.долл.	НИОКР, тыс.долл	Всего эксплуатационные расходы, тыс.долл	Себестоимость нефти производственная, долл/тонна	Себестоимость нефти (производственные затраты + расходы периода), долл/тонна
	Транспортировка газа на экспорт, тыс.долл.	Транспортировка газа на внутренний рынок, тыс.долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Налог на транспорт, тыс.долл	Плата за пользование земельным участком, тыс.\$	Налоги ФОТАУП (ОПВ, ИПН, ВОСМС), тыс.\$	Налоги ФОТАУП (СН,СО,ООСМС), тыс.\$											
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
2025	0.0	4.4	0.0	0.0	0.2	0.6	0.4	0.3	4	4	1	0.12	18	5.9	7.0	5.8	50	47	240
2026	0.0	21.2	0.0	0.0	0.2	0.6	2.1	1.3	18	21	4	0.54	90	5.9	7.0	5.8	139	51	140
2027	0.0	20.5	0.0	0.0	0.2	0.6	2.1	1.3	18	21	4	0.51	91	0.6	0.6	0.5	121	55	129
2028	0.0	19.9	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.3	19	20	4	0.49	92	0.5	0.5	0.5	121	59	136
2029	0.0	19.3	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.3	19	19	4	0.46	93	0.5	0.5	0.5	122	65	144
2030	0.0	18.7	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.4	19	19	4	0.44	95	0.6	0.6	0.5	124	71	154
2031	0.0	18.1	0.0	0.0	0.2	0.6	2.3	1.4	20	18	5	0.42	98	0.6	0.6	0.6	126	78	165
2032	0.0	17.6	0.0	0.0	0.2	0.7	2.3	1.4	20	18	5	0.40	102	0.6	0.6	0.6	130	88	178
2033	0.0	16.8	0.0	0.0	0.2	0.7	2.1	1.3	20	17	4	0.37	102	0.6	0.6	0.6	128	95	187
2034	0.0	16.1	0.0	0.0	0.2	0.7	2.2	1.3	20	16	4	0.35	108	0.7	0.7	0.7	134	111	208
2035	0.0	15.5	0.0	0.0	0.3	0.7	2.2	1.4	20	15	5	0.33	112	0.7	0.7	0.7	138	126	229
2036	0.0	14.8	0.0	0.0	0.3	0.7	2.3	1.4	21	15	5	0.31	111	0.8	0.8	0.8	136	133	239
2037	0.0	14.2	0.0	0.0	0.3	0.7	2.3	1.4	21	14	5	0.29	112	0.8	0.8	0.8	135	142	254
2038	0.0	13.6	0.0	0.0	0.3	0.7	2.1	1.3	21	14	4	0.27	112	0.8	0.8	0.8	134	154	268
2039	0.0	13.1	0.0	0.0	0.3	0.8	2.3	1.4	22	13	5	0.26	117	0.8	0.8	0.8	140	173	297
2040	0.0	12.5	0.0	0.0	0.3	0.8	2.3	1.4	22	13	5	0.24	119	0.8	0.8	0.8	143	191	323
2041	0.0	12.0	0.0	0.0	0.3	0.8	2.4	1.4	22	12	5	0.23	121	0.9	0.9	0.8	145	208	349
<b>Итого</b>	<b>0</b>	<b>269</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>36</b>	<b>22</b>	<b>324</b>	<b>269</b>	<b>74</b>	<b>6</b>	<b>1 694</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>2 168</b>		

Таблица П. 4.2.4 - Расчет чистой прибыли по месторождения Шубаркудук. Вариант I

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тыс.м3 газа, \$/тыс.м3	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2025	18	240	-109	103	50	-109	-109	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2026	90	140	-12	87	139	-12	-12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2027	91	129	12	74	121	12	-109	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2028	92	136	16	63	121	16	-93	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2029	93	144	19	54	122	19	-74	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2030	95	154	19	46	124	19	-55	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2031	98	165	18	39	126	18	-37	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2032	102	178	14	33	130	14	-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2033	102	187	14	28	128	14	-9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2034	108	208	5	24	134	5	-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2035	112	229	-3	20	138	-3	-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2036	111	239	-3	17	136	-3	-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2037	112	254	-6	15	135	-6	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2038	112	268	-9	12	134	-9	-9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2039	117	297	-19	11	140	-19	-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2040	119	323	-26	9	143	-26	-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2041	121	349	-32	8	145	-32	-32	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Итого</b>	<b>1 694</b>		<b>-101</b>	<b>642</b>	<b>2 168</b>	<b>-101</b>	<b>-622</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Таблица П. 4.2.5-Расчет потоков денежной наличности месторождения Шубаркудук. Вариант I

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2025	0	-692	-692	н/д	-629	0
2026	0	75	-616	0%	-567	0
2027	0	86	-530	0%	-502	0
2028	0	79	-451	0%	-448	0
2029	0	72	-378	0%	-403	0
2030	0	65	-314	0%	-366	0
2031	0	57	-257	0%	-337	0
2032	0	47	-210	0%	-315	0
2033	0	42	-168	0%	-297	0
2034	0	29	-139	0%	-286	0
2035	0	18	-121	0%	-280	0
2036	0	14	-107	0%	-275	0
2037	0	8	-99	0%	-273	0
2038	0	3	-95	0%	-272	0
2039	0	-8	-104	0%	-274	0
2040	0	-17	-120	0%	-278	0
2041	0	-24	-144	0%	-282	0
2042	0	-31	-175	н/д	-288	0
2043	0	-39	-214	н/д	-294	0
2044	0	-45	-259	н/д	-301	0

Таблица П. 4.2.6 - Капитальные вложения по месторождению Шубаркудук. Вариант III

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс.\$	Стоимость всего, тыс.\$	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>I</b>	<b>Бурение и обустройство скважин</b>														
1.	Бурение добывающих скважин	скв.	2	571.43	<b>1142.86</b>	571.43	571.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Обустройство скважин наземное	скв.	2	114.29	<b>228.57</b>	114.29	114.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат на бурение скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>1385.14</b>	<b>685.71</b>	<b>699.43</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>II.</b>	<b>Перевод скважин</b>				0										
1.	Ввод скважины из ликвид фонда под закачку	тыс.\$	1	8.00	<b>8.00</b>	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Перевод скважин на другой объект	тыс.\$			<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат по переводу скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>8</b>	<b>0.00</b>	<b>8.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Итого затрат по переводу скважин с учетом инфляции</b>					<b>8</b>	<b>0.00</b>	<b>8.16</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>III.</b>	<b>Ликвидация скважин</b>				0										
1.	Ликвидация добывающих скважин	тыс.\$	0	4.06	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	Ликвидация нагнетательных скважин	тыс.\$	0	4.06	<b>0.00</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Итого затрат на ликвидацию скважин</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Итого затрат на ликвидацию скважин с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Всего капитальных затрат</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>1 393</b>	<b>685.71</b>	<b>707.43</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Всего капитальных затрат с учетом инфляции</b>		<b>тыс.\$</b>			<b>1 393</b>	<b>685.71</b>	<b>707.59</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Коэффициент инфляции</b>		<b>%</b>				1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20

Таблица П. 4.2.7 - Расчет дохода от реализации продукции по месторождению Шубаркудук. Вариант III

Годы	Инфляция, %	Объем добычи газа, млн.м3	Технологические потери газа, млн.м3	Использование газа на собственные нужды, млн.м3	Расчет дохода от продажи газа					Общий доход предприятия (без НДС), тыс.\$
					Объем продажи			Цена реализации		
					всего, млн.м3	внешний рынок, млн.м3	внутренний рынок, млн.м3	внешний рынок, \$/тыс.м3	внутренний рынок, \$/тыс.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	1.00	0.21	0.00	0.00	0.21	0.00	0.21	426.37	213.3	45
2026	1.02	1.35	0.01	0.00	1.34	0.00	1.34	434.90	217.6	292
2027	1.04	1.56	0.01	0.00	1.55	0.00	1.55	443.60	222.0	344
2028	1.06	1.44	0.01	0.00	1.43	0.00	1.43	452.47	226.4	325
2029	1.08	1.32	0.01	0.00	1.32	0.00	1.32	461.52	230.9	304
2030	1.10	1.21	0.01	0.00	1.21	0.00	1.21	470.75	235.5	285
2031	1.13	1.12	0.01	0.00	1.11	0.00	1.11	480.16	240.2	267
2032	1.15	1.02	0.01	0.00	1.01	0.00	1.01	489.76	245.1	248
2033	1.17	0.93	0.00	0.00	0.92	0.00	0.92	499.56	250.0	231
2034	1.20	0.85	0.00	0.00	0.84	0.00	0.84	509.55	255.0	215
<b>Итого</b>		<b>11.00</b>	<b>0.06</b>	<b>0.00</b>	<b>10.95</b>	<b>0.00</b>	<b>10.95</b>			<b>2 554</b>

Таблица 4.2.8 - Расчет эксплуатационных затрат месторождения

Год	Инфляция, %	Производственные расходы								Налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции				Всего производственные расходы, тыс.долл	Всего налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции, тыс.долл	Расходы периода		
		Химреагенты, тыс. долл.	Расход электроэнергии, тыс.долл	Водоснабжение, тыс.долл.	Текущий ремонт скважин, тыс.долл.	Экологические расходы, тыс.долл.	Страхование ППП, тыс.долл.	ФОТ ППП, тыс.долл.	Прочие услуги производственного характера, тыс.долл	НДПИ, тыс.долл.	Налоги ФОТ ППП (ИПН, ОПВ, ВОСМС, ОСМС), тыс.\$	Налоги ФОТ ППП (СН,СО, ООСМС, ОПВ, ОППВ), тыс.\$	Налог на имущество, тыс.долл.			Общедминистративные расходы, тыс.долл.	Страхование АУП, тыс.долл.	ФОТ АУП, тыс.долл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2025	1.00	0.6	2.6	0.1	1.1	0.1	0.1	4.6	0.7	1.1	1.2	1.2	8.7	10	12	1.8	0.2	1.6
2026	1.02	4.4	18.1	0.3	6.9	0.8	0.4	24.5	5.2	7.3	6.4	6.3	16.5	60	36	9.7	0.3	7.9
2027	1.04	6.2	25.6	0.3	8.1	0.9	0.4	25.0	7.3	8.6	6.6	6.4	14.0	74	36	9.9	0.3	8.0
2028	1.06	7.2	29.6	0.3	7.6	0.9	0.4	25.5	8.5	8.1	6.7	6.5	11.9	80	33	10.1	0.3	8.2
2029	1.08	8.4	34.3	0.3	7.2	0.8	0.4	26.1	9.8	7.6	6.8	6.6	10.1	87	31	10.3	0.3	8.4
2030	1.10	10.4	42.5	0.3	6.7	0.8	0.4	26.6	12.1	7.1	7.0	6.8	8.6	100	29	10.5	0.3	8.5
2031	1.13	11.8	48.4	0.3	6.3	0.7	0.4	27.1	13.8	6.7	7.1	6.9	7.3	109	28	10.7	0.3	8.7
2032	1.15	14.1	57.8	0.3	5.8	0.7	0.4	27.6	16.5	6.2	7.3	7.0	6.2	123	27	11.0	0.3	8.9
2033	1.17	15.5	63.8	0.3	5.4	0.6	0.4	25.4	16.4	5.8	6.7	6.5	5.3	128	24	11.2	0.3	8.2
2034	1.20	17.2	70.5	0.3	5.1	0.6	0.4	25.9	18.1	5.4	6.8	6.6	4.5	138	23	11.4	0.3	8.3
<b>Итого</b>		<b>96</b>	<b>393</b>	<b>3</b>	<b>60</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>238</b>	<b>108</b>	<b>64</b>	<b>63</b>	<b>61</b>	<b>93</b>	<b>909</b>	<b>280</b>	<b>97</b>	<b>3</b>	<b>77</b>

продолжение таблицы

Год	Расходы по реализации			Налоги и платежи, входящие в расходы периода					Всего расходы периода, тыс.долл	Всего расходы по реализации, тыс.долл	Всего налоги и платежи, входящие в расходы периода, тыс.долл	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.долл	Всего эксплуатационных расходов с учетом отчислений на ликвидацию, тыс.долл	Обучение казахстанских специалистов, тыс.долл.	Социально-экономическое развитие региона, тыс.долл.
	Транспортировка газа на экспорт, тыс.долл.	Транспортировка газа на внутренний рынок, тыс.долл.	Экспортная пошлина, тыс.\$	Рентный налог на экспорт, тыс.\$	Налог на транспорт, тыс.долл	Плата за пользование земельным участком, тыс.\$	Налоги ФОТАУП (ОПВ, ИПН, ВОСМС), тыс.\$	Налоги ФОТАУП (СН,СО, ООСМС), тыс.\$							
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
2025	0.0	4.4	0.0	0.0	0.2	0.6	0.4	0.3	4	4	1	0.27	18	5.9	7.0
2026	0.0	28.9	0.0	0.0	0.2	0.6	2.1	1.3	18	29	4	1.74	109	5.9	7.0
2027	0.0	34.1	0.0	0.0	0.2	0.6	2.1	1.3	18	34	4	2.00	128	6.6	7.7
2028	0.0	32.2	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.3	19	32	4	1.86	133	0.9	0.8
2029	0.0	30.1	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.3	19	30	4	1.70	138	0.8	0.8
2030	0.0	28.2	0.0	0.0	0.2	0.6	2.2	1.4	19	28	4	1.56	149	0.9	0.9
2031	0.0	26.4	0.0	0.0	0.2	0.6	2.3	1.4	20	26	5	1.44	156	1.0	1.0
2032	0.0	24.6	0.0	0.0	0.2	0.7	2.3	1.4	20	25	5	1.31	169	1.1	1.1
2033	0.0	22.9	0.0	0.0	0.2	0.7	2.1	1.3	20	23	4	1.19	172	1.3	1.2
2034	0.0	21.3	0.0	0.0	0.2	0.7	2.2	1.3	20	21	4	1.09	181	1.3	1.3
<b>Итого</b>	<b>0</b>	<b>253</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>20</b>	<b>12</b>	<b>176</b>	<b>253</b>	<b>41</b>	<b>14</b>	<b>1 353</b>	<b>26</b>	<b>29</b>

Таблица П. 4.2.9 - Расчет чистой прибыли по месторождения Шубаркудук. Вариант III

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с+расходы периода), тыс.\$	Общие расходы (включаемые в с/с+расходы периода) приходящиеся на 1 тыс.м3 газа, \$/тыс.м3	Балансовая прибыль (+), убыток (-), тыс.\$	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода, тыс.\$	Налогооблагаемый доход, тыс.\$	Чистая прибыль до переноса убытков, тыс.\$	Чистая прибыль до уплаты КПП, тыс.\$	КПП, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП, тыс.\$	Налог на сверхприбыль, тыс.\$	Чистая прибыль после уплаты КПП и НСП, тыс.\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2025	18	241	-109	103	51	-109	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2026	109	125	-70	194	168	-70	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2027	128	121	-188	165	189	-188	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2028	133	120	-176	140	173	-176	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2029	138	133	-167	119	176	-167	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2030	149	153	-169	101	185	-169	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2031	156	172	-11	86	192	-11	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2032	169	200	-29	73	204	-29	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2033	172	220	-35	62	204	-35	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2034	181	250	-50	53	212	-50	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Итого</b>	<b>1 353</b>		<b>-1 004</b>	<b>1 094</b>	<b>1 754</b>	<b>-1 004</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Таблица П. 4.2.10 - Расчет потоков денежной наличности месторождения Шубаркудук. Вариант III

Года	Чистая прибыль с учетом всех выплат, тыс.\$	Поток денежной наличности, тыс.\$	Накопленный поток денежной наличности, тыс.\$	ВНП (IRR), %	Дисконтированный поток денежной наличности (дисконт 10%), тыс.\$	Срок окупаемости (дисконт 10%), лет
1	2	3	4	5	6	7
2025	0	-692	-692	н/д	-629	0
2026	0	-584	-1 276	н/д	-1 112	0
2027	0	155	-1 121	н/д	-995	0
2028	0	152	-969	0%	-891	0
2029	0	128	-841	0%	-812	0
2030	0	99	-741	0%	-756	0
2031	0	75	-667	0%	-717	0
2032	0	44	-623	0%	-697	0
2033	0	27	-596	0%	-685	0
2034	0	3	-593	0%	-684	0
2035	0	-15	-608	0%	-689	0
2036	0	-24	-632	0%	-697	0
2037	0	-36	-669	н/д	-708	0

**Протокол**  
**совещания по вопросу составления Проекта разработки**  
**месторождения Шубаркудук**

**8 октября 2024 г.**  
**Астана**

г.

**Министерство энергетики РК:**

- 1) Арымбек Кудайберген Бериккулы – вице-министр;
- 2) Зкрия Бахтияр Жанатович – директор Департамента недропользования

**ТОО «АртНик Ойл»:**

- 1) Карагаев Жумабай Габбасович – советник директора;
- 2) Интыкбаев Даурен Есенгелдиевич – менеджер по недропользованию;
- 3) Мутан Бекжан Нурланулы – специалист.

**Повестка:**

***По вопросу составления «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» для последующего рассмотрения на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан***

**Содержание встречи:**

ТОО «АртНик Ойл» отметил, что Контракт на добычу углеводородов №5350 от 28.06.2024 года (*месторождение «Шубаркудук»*) заключен с учетом подготовительного периода сроком на 3 (три) года, до 28.06.2027 г.

ТОО «АртНик Ойл» отметил, что Комитетом геологии Министерства промышленности и строительства РК выдан горный отвод площадью 32,5 км<sup>2</sup> глубиной исследования до подошвы надсолевых отложений. При этом, площадь самого месторождения Шубаркудук, согласно материалам отчета «Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР, 1963г.», составляет 1,7 км<sup>2</sup>.

В пункте 2 статьи 118 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» предусмотрены мероприятия, которые недропользователь вправе осуществлять в подготовительный период.

ТОО «АртНик Ойл» отмечено, что по результатам интерпретации новых сейсморазведочных данных, полученных в 2021-2022 годах, уточнено геологическое строение месторождения Шубаркудук и выполнены

структурные построения по 4 отражающим горизонтам: VI- кровля соли; V – подошва нижней юры; T1 (предположительно триасового возраста Северного блока), III- подошва неокома. С применением программного пакета «Paleo Scan» выявлен ряд перспективных локальных (линзовидных) структур, которые необходимо доизучить бурением разведочных скважин.

ТОО «АртНик Ойл» отметил, что в рамках доразведки участка недр планируется пробурить 5 поисково-оценочных скважин на перспективных участках недр, в том числе одну скважину на сводовую часть месторождения Шубаркудук в рамках горного отвода.

**По результатам совещания принято решение:**

1. ТОО «АртНик Ойл» при составлении Проекта разработки месторождения Шубаркудук рекомендовать предусмотреть в разделе «Мероприятия по доразведке месторождения» работы, направленные на изучение перспективных структур, с целью обнаружения залежей углеводородов в контуре ресурсов категории С<sub>3</sub> месторождения Шубаркудук, оцененных по результатам интерпретации материалов сейсморазведочных работ 2021-2022гг.

2. После составления Проекта разработки месторождения Шубаркудук внести его в установленном законодательством порядке на Государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки в сфере недропользования по углеводородам.

3. По результатам проведенных работ по доразведке месторождения и при получении достаточных данных ТОО «АртНик Ойл» следует провести переоценку запасов месторождения Шубаркудук с утверждением их на ГКЗ РК и постановкой на государственный баланс.

4. После получения положительного заключения государственной экспертизы недр на новые запасы углеводородов подготовить «Дополнение к проекту разработки месторождения Шубаркудук» с целью вовлечения новых запасов в разработку и представить его в установленном законодательством порядке на Государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки в сфере недропользования по углеводородам.

**Вице-министр**

**К. Арымбек**

Подписано

07.11.2024 19:37 Арымбек Құдайберген Берікұлы



Приложение №1  
к Договору №ТСГ-04  
04.03.2025г.

Шарт жобасына ТCG-04  
04.03.2025ж.  
№1 қосымша

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

к Проекту разработки месторождения  
Шубаркудук

**ТЕХНИКАЛЫҚ СИПАТТАМА**

Шубаркудук кен орнын игеру жобасы

**1. Целевое назначение:**

Разработка «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» в соответствии со статьей 137 Кодекса «О недрах и недропользовании» для ввода в эксплуатацию месторождения Шубаркудук.

**2. Исходные данные для выполнения проекта:**

- Контракт №5330 УВС-МЭ от 28.06.2024г. на добычу нефти месторождения «Шубаркудук», расположенного в Темирском районе, Актюбинской области;
- «Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», ЦНИИ объединения «Казахстаннефть», г. Гурьев, 1963 г.;
- «Отчет обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3Д на территории месторождения «Шубаркудук» (ТОО «PGD Services», 2022г.);
- Протокол от 08.10.2024г. совещания по вопросу составления Проекта разработки месторождения Шубаркудук, между МЭ РК и ТОО «АртНик Ойл» (№ 17-1-0/6807-аш от 07.11.2024г.).

**3. Требования к материалам, используемым при выполнении Работ:**

«Проект разработки месторождения Шубаркудук» должен выполняться в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами Республики Казахстан:

- «Кодекс о недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями);
- «Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями);
- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 (с изменениями и дополнениями);
- «Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные Приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329.

**4. Состав и содержание отчета:**

4.1. Согласно «Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Приказ н.о. министра энергетики Республики Казахстан №329 от 24 августа 2018года.

**1. Нысаналы мақсаты:**

Шубаркудук кен орнын іске қосу үшін Қазақстан Республикасының «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» кодексінің 137-бабына сәйкес «Шубаркудук кен орнын игеру жобасына» әзірлеу.

**2. Жобаны орындауға арналған бастапқы деректер:**

- Ақтөбе облысы Темір ауданында орналасқан Шубаркудук кен орнын мұнай өндіруге арналған 2024 жылғы 28 маусымдағы №5330 УВС-МЭ келісімшарты;
- «Шубаркудук кен орнын мұнай қорларын есептеу», Темір ауданы, Ақтөбе облысы, Қазақ КСР, «Қазақстанмұнай» бірлестігінің ОҒЗИ, Гурьев к., 1963 ж.;
- «Шубаркудук кен орны аумағында 3Д сейсмикалық барлау жұмыстарының материалдарын өңдеу және түсіндіру есебі», «PGD Services» ЖШС, 2022 ж.;

Қазақстан Республикасы Энергетика министрілігі мен «АртНик Ойл» ЖШС арасында Шубаркудук кен орнын игеру жобасын әзірлеу мәселелері бойынша өткен кешестің 08.10.2024 ж. хаттамасы (2024 жылғы 7 қарашадағы №17-1-0/6807-іс хатпен бекітілген).

**3. Жұмыстарды орындау кезінде пайдаланылатын материалдарға қойылатын талаптар:**

«Шубаркудук кен орнын игеру жобасы» Қазақстан Республикасының қолданыстағы нормативтік-құқықтық актілеріне сәйкес әзірленуі тиіс:

- 2017 жылғы 27 желтоқсандағы №125-VI ҚРЗ «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» кодексі (өзгерістермен және толықтырулармен);
- 2021 жылғы 2 қаңтардағы №400-VI ҚРЗ «Қазақстан Республикасының Экологиялық кодексі» (өзгерістермен және толықтырулармен);
- Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2018 жылғы 15 маусымдағы №239 бұйрығымен бекітілген «Жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірлесіп жатқандар» (өзгерістермен және толықтырулармен);
- Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2018 жылғы 24 тамыздағы №329 бұйрығымен бекітілген «Мұнай және мұнай-газ кен орындарын игеру жобаларын әзірлеу бойынша әдістемелік ұсыныстар».

**4. Есептің құрамы мен мазмұны:**

4.1. Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің м.а. 2018 жылғы 24 тамыздағы №329 бұйрығымен бекітілген «Мұнай және мұнай-газ кен орындарын игеру жобаларын әзірлеу бойынша әдістемелік ұсыныстарға» сәйкес.

D.oeif

С.А.С.

4.2. Обоснование рекомендуемого варианта разработки, на базе технико-экономических расчетов с целью обоснования коэффициентов качества нефти, растворенного в нефти газа, обеспечивающего экономически целесообразное извлечение нефти, растворенного в нефти газа из недр с применением современных технических средств и технологических способов добычи при соблюдении требований законодательных актов по охране недр и окружающей среды. Предусмотреть возможность заложения нагнетательной скважины с целью утилизации пластовой воды. Детальная проработка раздела по доразведке месторождения с заложением пяти оценочных скважин. При размещении проектных скважин учитывать требования п.25 Кодекса «О недрах и недропользовании».

**5. Объем закупаемых Работ:**

5.1. Разработка «Проекта разработки месторождения Шубаркудук».

5.2. Разработка пакета экологической документации с проведением общественных слушаний.

5.3. Защита «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

5.4. Сдача окончательного «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» в ТОО «АртНик Ойл».

5.5. Сдача отчета на поставленное хранение в геологические фонды МД «Залкаведра».

**6. Сроки выполнения работ:**

Начало – с даты подписания Договора.

Окончание – 60 календарных дней, не считая время на согласование проекта.

**7. Требования к Подразличку Работ:**

7.1. Сбор и обработка геолого-геофизических, промышленных материалов, оцифровка исторических графических материалов. Для сбора исходной информации Подразличек должен командировать своих сотрудников в головной офис ТОО «АртНик Ойл» (г. Алматы).

7.2. В случае необходимости и за свой счет провести инженерно-геологические и прочие изыскания/анализы/мониторинг, получить справки о фоновых концентрациях и др.

7.3. При выполнении работ необходимо создание геологической и гидродинамической моделей месторождения, которые выполняются действующими обновлениями на срок выполнения работ лицензионными программными обеспечениями (Далее - ПО) по 3D геологическому и гидродинамическому моделированию включающий пакет для проведения гидродинамических расчетов, вариантов разработки, программы по графическому редактированию, ПО для привязки результатов исследования керн и ГИС и построения петрофизических модели, ПО для литологического расчленения разреза и корреляции пластов, хранения и анализа геолого-геофизических данных, ПО для разработки ускоренных физических расчетов,

4.2. Жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау жөніндегі заңнамалық актілердің талаптарын сақтай отырып, өндірудің кезіргі заманғы техникалық құралдары мен технологиялық тәсілдерін қолдана отырып, жер қойнауынан мұнайды, мұнайда еріген газды, мұнайда еріген газды экономикалық тұрғыдан тиімді аруды қамтамасыз ететін Мұнайды алу коэффициенттерін негіздеу мақсатында техникалық-экономикалық есептеулер негізінде ұсынылатын игеру нұсқасының негіздемесі. Қабаттық суды кәдеге жарату мақсатында айдау ұлғымасын салу мүмкіндігін көзлеу. Бас бағалау ұлғымасын салумен кен орнын толық барлау бөлімін толық зерттеу. Жобалық ұлғымаларды орналастыру кезінде «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» кодекстің 25-бабының талаптарын ескеру.

**5. Сатып алынатын жұмыстардың көлемі:**

5.1. «Шубарқұдық кен орнын игеру жобасына» әзірлеу.

5.2. Қоғамдық тыңдауларды өткізе отырып, экологиялық құжаттама пакетін әзірлеу.

5.3. «Шубарқұдық кен орнын игеру жобасына» Қазақстан Республикасының көмірсутек кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының отырысында қорғау.

5.4. «Шубарқұдық кен орнын игеру жобасының» соңғы нұсқасын «АртНик Ойл» ЖШС-ға тапсыру.

5.5. Есепті тұрақты сақтауға ӨД «Батысқазақжерқойнауын геологиялық қоры» тапсыру.

**6. Жұмыстарды орындау мерзімі:**

Басталуы – Шартқа қол қойылған күннен бастап.

Аяқталуы – жобаны келісу уақытын есептемегенде, 60 күнтізбелік күн ішінде.

**7. Мердігерге қойылатын талаптар:**

7.1. Геологиялық-геофизикалық және өндірістік материалдарды жинау және өңдеу, тарихи графикалық материалдарды оцифралау. Бастапқы ақпаратты жинау үшін Мердігер өз қызметкерлерін «АртНик Ойл» ЖШС-тың бас кеңесіне (Алматы қ.) жіберуі қажет.

7.2. Қажет болған жағдайда өз қаражаты есебінен инженерлік-геологиялық және басқа да зерттеулер/талдаулар/мониторинг жүргізу, фондық концентрациялар туралы ашықтана алу және т.б.

7.3. Жұмысты орындау кезінде кен орнын геологиялық және гидродинамикалық үлгілерін құру үшін гидродинамикалық есептеулерді, игеру нұсқаларын, графикалық редакциялау жөніндегі бағдарламаларды жүргізуге арналған 3D геологиялық және гидродинамикалық үлгілеу бойынша ақпаратты қамтитын құныстарын орындау мерзіміне қолданылатын жаңартумен лицензиялық бағдарламаның жасақтамасының (бұдан әрі - БЖ), тәу жинағының зерттеу нәтижелерін ҮГЗ-ге байланыстыру және петрофизикалық үлгілер құру үшін БЖ, литологиялық бөлшектеу қимасы және қабаттарды корреляциялау, геологиялық-геофизикалық деректерді сақтау және талдауға арналған БЖ, физикалық есептеулерді жеңілдетуге мүмкіндік

P. СЕБ

<p>ПО для создания флюидной модели.</p>	<p>беретін БЖ, сұйықтық үлгілерін жасауға арналған БЖ болулары тиіс.</p>
<p>7.4. Выполнение прогнозных расчетов технологических показателей работы скважин проводить на базе гидродинамической модели.</p>	<p>7.4. Ұңғымалар жұмысының технологиялық көрсеткіштерінің болжамды есептеулерін орындау гидродинамикалық үлгі негізінде жүргізілуі тиіс.</p>
<p>7.5. Действующее обновленное на срок выполнения работ лицензионное ПО для выполнения экологических расчетов.</p>	<p>7.5. Экологиялық зиянды есептеуге арналған жұмыстарды орындау мерзімінде қолданыстағы жаңартумен лицензиялық БЖ-ның болуы тиіс.</p>
<p>7.6. Подрядчик берет на себя обязательства по разработке и оформлению пакета документов для рассмотрения Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР) и в органах экологии.</p>	<p>7.6. Қазақстан Республикасының көмірсутек кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясында (БИОК) және экология органдарында қарауға арналған құжаттама пакетін әзірлеу және ресімдеу бойынша міндеттемелерді орындау.</p>
<p>7.7. Подрядчик должен устранить все замечания независимых экспертов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан, полученные в процессе рассмотрения Проекта разработки.</p>	<p>7.7. Мердігер игеру жобасын қарастыру процесінде алынған Қазақстан Республикасының көмірсутегі кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының тәуелсіз сарапшыларының барлық ескертулерін жоюға тиіс.</p>
<p>7.8. Подрядчик должен за свой счет и своими силами произвести защиту Проекта разработки на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан для получения согласования государственной экспертизы.</p>	<p>7.8. Жобаны Қазақстан Республикасының көмірсутек кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының отырысында қорғау және мемлекеттік сараптаманың келісімін алу үшін барлық шығындарды Мердігер өз есебінен және өз күшімен жүзеге асыруы тиіс.</p>
<p>7.9. Подрядчик должен обеспечить участие ответственных исполнителей при защите на НТС Заказчика и Заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.</p>	<p>7.9. Мердігер Тапсырыс берушіні ФТҚ-да қорғау кезінде және Қазақстан Республикасының көмірсутектер кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының отырысына жауапты орындаушылардың қатысуын қамтамасыз етуге тиіс.</p>
<p><b>8. Требования к экологической части проекта разработки</b></p>	<p><b>8. Жобаның экологиялық бөлігіне қойылатын талаптар</b></p>
<p>8.1. Провести экологическую оценку и согласовать с Заказчиком.</p>	<p>8.1. Экологиялық бағалау жүргізу және оны Тапсырыс берушімен келісу.</p>
<p>8.2. Подготовить Заявление о намечаемой деятельности и согласовать его с Заказчиком, а также самостоятельно за свой счет и своими силами подать Заявление о намечаемой деятельности на сайт электронного лицензирования elicense.kz</p>	<p>8.2. Жоспарланған қызмет туралы өтінішті дайындау және оны Тапсырыс берушімен келісу сондай ақ өз есебінен және өз күшімен elicense.kz электрондық лицензиялау сайтына жоспарланған қызмет туралы өтініш беру.</p>
<p>8.3. Сопровождать материалы экологической оценки (ОВОС/РООС) в процессе рассмотрения государственными органами и общественностью Заявления о намечаемой деятельности (материалов для определения сферы охвата), а также организовывать сбор замечаний и предложений от заинтересованных органов и общественности, предоставлять необходимые пояснения и получение (в течении 22 рабочих дней) положительного Заключения.</p>	<p>8.3. Экологиялық бағалау материалдарын (ҚОӘБ/ҚОҚБ) мемлекеттік органдар мен жұртшылық жоспарланған қызмет туралы өтінішті (қамту саласын анықтау материалдарын) қарау барысында сүйемелдеу, сондай-ақ мүдделі органдар мен жұртшылықтың ескертулері мен ұсыныстарын (22 жұмыс күн ішінде) жинауды ұйымдастыру, қажетті түсіндірмелерді беру және оң Қорытынды алу.</p>
<p>8.4. На основании полученного заключения разработать и согласовать с Заказчиком пакет документов: отчет о возможных воздействиях (ОоВВ)/РООС), включая организацию и проведение всех необходимых общественных слушаний.</p>	<p>8.4. Алынған қорытынды негізінде ҚОӘБ (қоршаған ортаға әсерін бағалау) туралы есепті/ықтимал әсерлерді ҚОӘБ /ҚОҚБ әзірлеу және Тапсырыс берушімен келісу, сонымен қатар барлық қажетті қоғамдық тыңдауларды ұйымдастыру және өткізу.</p>
<p>8.5. Обеспечить подготовку и подачу полного пакета документов в государственный уполномоченный орган для прохождения Государственной Экологической экспертизы и получения положительного Заключения.</p>	<p>8.5. Мемлекеттік экологиялық сараптамадан өту үшін құжаттардың толық пакетін уәкілетті мемлекеттік органға дайындау және тапсыруды қамтамасыз ету және оң қорытынды алу.</p>
<p>8.6. Сопровождать материалы ОоВВ/РООС в процессе рассмотрения государственными</p>	<p>8.6. ҚОӘБ/ҚОҚБ материалдарын мемлекеттік органдар қарау кезінде сүйемелдеу және сараптама</p>

*Р.Сейт*

*С.А.*

органами, своевременно, за свой счет и своими силами устранять замечания выданные в процессе экспертизы.

8.7. Согласовать с уполномоченным органом форму проведения общественных слушаний (открытое собрание, публичное обсуждение и т.д.).

8.8. От имени Заказчика организовать и провести все необходимые процедуры для проведения общественных слушаний, включая, но не ограничиваясь следующим:

- Подготовить и направить письмо-запрос о проведении общественных слушаний через Портал в местные исполнительные органы (МИО) соответствующих административно-территориальных единиц, получить письмо-согласование от МИО с указанием места проведения общественных слушаний.

- Своевременно разместить за свой счет и своими силами объявления на русском и казахском языках в средствах массовой информации (СМИ) о проведении общественных слушаний, а также обеспечить предоставление фотографий размещенных объявлений.

- После согласования места, даты и времени проведения общественных слушаний направить в подведомственную организацию уполномоченного органа в области охраны окружающей среды посредством Портала следующие документы:

1) пакет документов, подлежащих рассмотрению на общественных слушаниях;

2) письмо-ответ о согласовании проведения общественных слушаний;

3) подтверждающий документ о своевременном размещении объявления о проведении общественных слушаний в периодическом печатном издании (газете);

4) подтверждающий документ о своевременном размещении объявления о проведении общественных слушаний не менее чем на одном теле- или радиоканале.

- Фотографии объявлений о проведении общественных слушаний в форме открытых собраний, размещенных в местах, доступных для общественности, с указанием углового электронного штампа времени съемки.

- Обеспечить участие заинтересованной общественности в общественных слушаниях.

- В ходе проведения общественных слушаний обеспечить непрерывную аудио- и видеозапись всего процесса открытого собрания — от момента начала регистрации участников до завершения общественных слушаний с подведением итогов.

- Предоставлять разъяснения по полученным вопросам, замечаниям и предложениям и внести их в протокол. При необходимости доработать проект за свой счет и своими силами.

- Обеспечить получение согласованного и подписанного Протокола общественных слушаний, а также своевременно приложить его к материалам государственной экологической экспертизы.

9. Порядок рассмотрения и сдачи результатов Работ:

9.1. «Проект разработки месторождения

барысында берілген ескертулерді уақытында, өз есебінен және өз күшімен жою.

8.7. Қоғамдық тыңдауларды өткізу нысанын (ашық жиналыс, жария талқылау және т.б.) уәкілетті органмен келісу.

8.8. Тапсырыс берушінің атынан қоғамдық тыңдаулар өткізу үшін қажетті барлық рәсімдерді ұйымдастыру және өткізу, соның ішінде:

- Қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы сұрау хатын әкімшілік-аумақтық бірліктердің жергілікті атқарушы органдарына (ЖАО) Портал арқылы дайындау және жіберу, қоғамдық тыңдаулар өткізілетін орынды келісу туралы ЖАО-дан жауап хатын алу.

- Қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландыруларды мемлекеттік және орыс тілдерінде бұқаралық ақпарат құралдарында (БАҚ) өз есебінен және өз күшімен уақытылы орналастыру, сондай-ақ орналастырылған хабарландырулардың фотосуреттерін ұсыну.

- Қоғамдық тыңдаулар өткізу орны, күні және уақыты келісілгеннен кейін қоршаған ортаны қорғау саласындағы уәкілетті органның қарастыратын ұйымына Портал арқылы келесі құжаттарды жіберу:

1) қоғамдық тыңдауларда қарауға жататын құжаттар пакеті;

2) қоғамдық тыңдаулар өткізу келісілгені туралы жауап-хат;

3) қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландырудың мерзімді басылымда (газетте) уақытылы орналастырылғанын растайтын құжат;

4) қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландырудың кемінде бір телеарнада немесе радиоарнада уақытылы орналастырылғанын растайтын құжат.

- Түсірілім уақытының бұрыштық электрондық мөртаңбасын көрсете отырып, жұртшылық үшін қолжетімді орындарда орналастырылған ашық жиналыстар нысанында қоғамдық тыңдаулар өткізу туралы хабарландырулардың фотосуреттері.

- Қоғамдық тыңдауларға мүдделі жұртшылықтың қатысуын қамтамасыз ету.

- Қоғамдық тыңдаулар өткізу барысында барлық ашық жиналыс процесін – қатысушыларды тіркеу сәтінен бастап тыңдауларды қорытындылап аяқтағанға дейін – үздіксіз аудио және бейнежазбамен қамтамасыз ету.

- Алынған сұрақтар, ескертулер мен ұсыныстар бойынша түсініктемелер беру және оларды хаттамаға енгізу. Қажет болған жағдайда жобаны өз есебінен және өз күшімен түзеу.

- Қоғамдық тыңдаулар хаттамасын келіскен және қол қойған нұсқасын алу, оны мемлекеттік экологиялық сараптама материалдарына уақытылы қоса тіркеу.

9. Жұмыс нәтижелерін қарау және тапсыру тәртібі:

9.1. «Шұбарқұдық кен орнын игеру жобасы»

P. C. P.



Шубаркудук» должен быть рассмотрен на научно-техническом совете (НТС) ТОО «АртНик Ойл» с участием Подрядчика.

9.2. После принятия на НТС ТОО «АртНик Ойл» «Проект разработки месторождения Шубаркудук» и проведенной экологической оценки к нему Подрядчиком.

9.3. После получения заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду или заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду, «Проект разработки месторождения Шубаркудук» направляется на включение рассмотрения на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР).

9.4. Защита «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

9.5. Сдача утвержденного проекта в ТОО «АртНик Ойл» на бумажном носителе в 2 экземплярах на русском языке (а по требования государственных, контролирующих органов и на казахском языке), а также в 1 экземпляре в электронном виде (жесткий диск HDD) в форматах .doc, .xls, .pdf, .cdr, .jpeg, .eps, .las и т.д. со всеми приложениями, расчетами, исходными файлами использованные при составлении проекта в офис г. Алматы. Передача электронной версии геологической модели месторождения в формате Petrel.

**10. Требования к Потенциальному поставщику (подтвердить электронными копиями):**

10.1. Наличие государственной лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов. На подвид деятельности: Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов.

10.2. Наличие государственной лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды. На подвид деятельности: Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории.

10.3. Наличие свидетельства об аккредитации в качестве научного субъекта и (или) научно-технической деятельности.

10.4. Наличие квалифицированных специалистов:

- Геолог, количестве 2 специалистов (Наличие высшего образования в области геологии и разведки месторождений полезных ископаемых, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»; обучение специализированных программных продуктов в сфере геологического и гидродинамического моделирования, согласно ст. 37 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

- Эколог, количестве 2 специалистов (Наличие высшего образования в области экологии, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»; обучение программного комплекса для выполнения экологических расчетов, согласно

мердігердің қатысуымен «АртНик Ойл» ЖШС-ның ғылыми-техникалық кеңесінде (ФТК) қаралуы тиіс.

9.2. «АртНик Ойл» ЖШС-ның ФТК-інде қабылданғаннан кейін «Шұбарқұдық кен орнын игеру жобасы» және оған қатысты экологиялық бағалау мердігермен бірге жүзеге асырылады.

9.3. Қоршаған ортаға әсерін бағалау ауқымын анықтау туралы қорытынды және/немесе жоспарланған қызметтің әсерін скринингтен өткізу қорытындысын алғаннан кейін, міндетті экологиялық бағалауды жүргізу қажеттілігінің жоқтығы туралы тұжырым немесе қоршаған ортаға әсерін бағалау нәтижелері бойынша қорытынды болған жағдайда, «Шұбарқұдық кен орнын игеру жобасы» Қазақстан Республикасының көмірсутек кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының (БИОК) отырысында қарауға жіберіледі.

9.4. «Шұбарқұдық кен орнын игеру жобасын» Қазақстан Республикасының көмірсутек кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының отырысында қорғау.

9.5. Бекітілген жобаны 2 данада қағаз нұсқасында (қажет болған жағдайда мемлекеттік және орыс тілдерінде) және 1 данасын электрондық нұсқада (HDD қатты дискі) .doc, .xls, .pdf, .cdr, .jpeg, .eps, .las және т.б. форматтарында барлық қосымшаларымен, есептерімен, жоба дайындау барысында пайдаланылған бастапқы файлдарымен бірге Алматы қаласындағы кеңсеге тапсыру. Кен орнының геологиялық моделінің электрондық нұсқасын Petrel форматында тапсыру.

**10. Әлеуетті өнім берушіге қойылатын талаптар (электрондық көшірмелермен растау):**

10.1. Көмірсутектер саласында жұмыстар мен қызметтерді орындауға мемлекеттік лицензияның болуы. Қызмет түрі бойынша: көмірсутек кен орындары үшін техникалық жобалау құжаттарын әзірлеу.

10.2. Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар мен қызметтерді орындауға мемлекеттік лицензияның болуы. Қызмет түрі бойынша: I санаттағы объектілер үшін табиғатты қорғау жобалау және нормалау.

10.3. Ғылыми субъект ретінде және (немесе) ғылыми-техникалық қызметті жүзеге асыру бойынша аккредитация туралы куәліктің болуы.

10.4. Білікті мамандардың болуы:

- Геолог, саны – 2 маман (Пайдалы қазбалар кен орындарын геологиялық барлау саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес; геологиялық және гидродинамикалық модельдеу саласындағы мамандандырылған бағдарламалық өнімдер бойынша оқытудың болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 37-бабына сәйкес).

- Эколог, саны – 2 маман (Экология саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес; экологиялық есептеулерді орындау

*А. С. С.*

*С. С.*

ст. 37 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

- Геофизик, количестве 1 специалиста (Наличие высшего образования в области геофизических методов разведки полезных ископаемых или нефтегазового дела, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

- Разработчик нефтяных и газовых месторождений, количестве 1 специалиста (Наличие высшего образования в области нефтегазового дела, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

- Специалист по проектированию бурения (строительство) скважин, количестве 1 специалиста (Наличие высшего образования в области нефтегазового дела, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

- Специалист по проектированию объектов обустройства нефтегазовых месторождений, в количестве 1 специалиста (Наличие высшего образования в области нефтегазового дела, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

- Экономист, в количестве 1 специалиста (Наличие высшего образования в области экономики, согласно ст. 35 Закона Республики Казахстан «Об образовании»).

10.5. Наличие технических стандартов: ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009, СТ РК ISO 9001-2016, СТ РК ISO 14001-2016, СТ РК ISO 45001-2019

Тапсырыс беруші / Заказчик  
ТОО «АртНис Ойл»

Директор Муган Б.Н.



үшін бағдарламалық кешен бойынша оқытудың болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 37-бабына сәйкес).

- Геофизик, саны – 1 маман (Пайдалы қазбаларды барлаудың геофизикалық әдістері немесе мұнай-газ ісі саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес).

- Мұнай және газ кен орындарын игеруші, саны – 1 маман (Мұнай-газ ісі саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес).

- Ұңғымаларды бұрғылау (құрылыс) жобалаушысы, саны – 1 маман (Мұнай-газ ісі саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес).

- Мұнай-газ кен орындарын игеру нысандарын жобалаушы, саны – 1 маман (Мұнай-газ ісі саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес).

- Экономист, саны – 1 маман (Экономика саласында жоғары білімінің болуы, Қазақстан Республикасының «Білім туралы» Заңының 35-бабына сәйкес).

10.5. Келесі техникалық стандарттардың болуы: ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009, СТ РК ISO 9001-2016, СТ РК ISO 14001-2016, СТ РК ISO 45001-2019

Мердігер / Подрядчик  
ТОО «Timal Consulting Group»

Директор Бабашева М.Н.



*ArtNis*

*М.Н. Бабашева*

## ПРОТОКОЛ №9/2025

### Заседания научного-технического совета ТОО «Timal Consulting Group»

**Дата проведения заседания:**

«28» мая 2025г.

**Место проведения заседания:**

г. Атырау, офис ТОО «Timal Consulting Group».

**От ТОО «Timal Consulting Group»**

Нурбаев С.Т.	– Заместитель директора по анализу разработки
Мусина Ж.К.	– Управляющий директора по геологии
Рахимов Ж.А.	– Инженер департамента анализа разработки
Сабуров Б.О.	– Инженер департамента геологического проектирования и подсчета запасов

**Основание:**

Договор №ТСГ - 04 от 04.03.2025г.

**Повестка дня:**

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Шубаркудук» (по состоянию на 01.01.2025г).

**Краткое изложение:**

Проект выполнен «Timal Consulting Group» в соответствии с требованиями «Методическими рекомендациями по составление проектов разработки нефтяных и газовых месторождений».

В 1963г был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», ЦНИЛ объединения «Казахстаннефть».

В 2016г был выполнен «Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук», ТОО «АктьюНИГРИ (Протокол ЦКРР РК №70 от 22.04.2016г, Письмо МЭ РК №08-2-03-3478/И от 07.07.2016г).

В 2018 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» согласно контракту №4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г., где предусмотрено:

- в 2020г проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д в объеме 60 кв.км на месторождении Шубаркудук.

- в период 2018-2021г бурение 6 независимых поисковых скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ (Протокол ЦКРР РК №2/3 от 05.10.2018г.).

В 2021 году был составлен «Отчет по выполнению опытно-промышленных исследований с применением источника малой мощности в процессе сейсморазведочных работ 3Д на территории месторождения «Шубаркудук» (ТОО «GEO ENERGY GROUP»).

В 2022 году был составлен «Отчет обработке и интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3Д на территории месторождения «Шубаркудук» (ТОО «PGD Services»).

В 2022г был выполнен «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» выполнен ТОО «SciRes» по договору №09/21 от 07.12.2021г. с ТОО «RAMCO Oil Shubar».

«Дополнение к Проекту разведочных работ ...» составлено в связи с необходимостью корректировки местоположения 6 проектных оценочных скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным

горизонтом – РТ по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д и переноса сроков бурения.

В 2024г (28.06.2024г) компания ТОО «АртНик Ойл» получила контракт на добычу нефти на месторождении Шубаркудук, расположенном в Темирском районе Актюбинской области, на основании протокола о результатах аукциона по представлению права недропользования №308239 МЭРК, сроком на 25 лет (до 2049г) с учетом подготовительного периода сроком на 3 (три) года, до 28.06.2027г.

В 8 октября 2024 года состоялось совещания по вопросу составления «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» для последующего рассмотрения на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан. (Протокол совещания №17-1-0/6807-вн от 07.11.2024г.).

На месторождении Шубаркудук весь пробуренный фонд на дату 01.01.2025г составляет 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных скважин.

В 1963г произведен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963г. Начальные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составили: геологические – 1870,7 тыс.т; извлекаемые – 467,6 тыс.т. На дату составления «Пересчет запасов...» - 1963г было добыто 388,8 тыс.т нефти.

После «Пересчет запасов...» месторождения разрабатывалось до 1991 года. Таким образом, в Государственном балансе накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 524 тыс.т нефти.

Однако, на Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в количестве: геологические – 1459,0 тыс.т и извлекаемые – 11,0 тыс.т. По материалам, имеющимся в эксплуатационных карточках, с 1963г до 1991г в эксплуатации участвовали 55 скважин, в результате чего накопленная добыча нефти составила 505,3 тыс.т.

На дату отчета месторождение находится в консервации.

#### **Выбор расчетных вариантов Южного крыла**

**I вариант** – предполагает бурение 1-ой добывающей скважины в 2025г в пределах Южного крыла. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 единицы.

**II вариант (рекомендуемый)** – Основан на I варианте, также предусматривает дополнительный ввод в 2026 году ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда в пределах Южного крыла под ППД. Как и I варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 ед. и нагнетательных 1 ед.

**III вариант** – Основан на II варианте, дополнительно предусмотрено бурение 1 добывающей скважины в 2026 году в пределах Южного крыла. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 2 ед. и нагнетательных 1 ед.

По результатам сравнительного анализа экономических данных таблицы, видно, что во всех случаях поток денежной наличности подрядчика и чистая приведенная стоимость имеют отрицательные значения. При этом наименьшие отрицательные значения потока наличности и ЧПС зафиксированы во втором варианте, где поток денежной наличности составил -56 тыс. долл. США, а ЧПС — -255 тыс. долл. США. Указанные значения являются наименее убыточными по сравнению с другими вариантами. Исходя из вышеуказанного, второй вариант разработки является наиболее предпочтительный из представленных, в случае выбора наименее затратного сценария.

После обмена мнениями и обсуждения **НТС ПОСТАНОВИЛО:**

1. Принять отчет «Проект разработки месторождения Шубаркудук» (по состоянию на 01.01.2025г.);
2. Направить отчет для рассмотрения и согласования заказчику.

**Председатель НТС:**



Нурбаев С.Т.

**Секретарь НТС:**

Кабдулова З.Д.

## ПРОТОКОЛ

### Заседания геолого-технического совета ТОО «АртНик Ойл»

**Дата проведения заседания:**

«30» мая 2025г.

**Место проведения заседания:**

г. Алматы, офис ТОО «АртНик Ойл».

**Присутствовали:**

**От ТОО «АртНик Ойл»:**

Мутан Б.Н. – Директор  
Егоров И.Л. – Главный геолог  
Лигай М.А. – Эколог  
Интыкбаев Д.Е. – Специалист по недропользованию

**От ТОО «Timal Consulting Group»**

Нурбаев С.Т. – Заместитель директора по анализу разработки  
Мусина Ж.К. – Управляющий директора по геологии  
Рахимов Ж.А. – Инженер департамента анализа разработки  
Сабуров Б.О. – Инженер департамента геологического проектирования и подсчета запасов

**Основание:**

Договор №ТСГ - 04 от 04.03.2025г.

**Повестка дня:**

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Шубаркудук» (по состоянию на 01.01.2025г).

**Краткое изложение:**

Проект выполнен «Timal Consulting Group» в соответствии с требованиями «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и газовых месторождений».

В 1963г был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти по месторождению Шубаркудук Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», ЦНИЛ объединения «Казахстаннефть».

В 2016г ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен «Проект поисковых работ на месторождении Шубаркудук», где было предусмотрено проведение геохимической съемки, 3Д сейсмических работ, бурение 6 независимых скважин с проектными глубинами 400-500м по результатам планируемых сейморазведочных работ 3Д (Протокол ЦКРР РК №70 от 22.04.2016г, Письмо МЭ РК №08-2-03-3478/И от 07.07.2016г).

Согласно календарному плану, геологоразведочные работы планировались начать с 2016г, но по ряду причин эти работы не были начаты. По этой причине ТОО «КазИнРус-трейдинг» приняло решение внести изменение в ранее утвержденную программу геологоразведочных работ и подготовить новый проектный документ.

В 2018 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» согласно контракту №4383-УВС-МЭ от 26.11.2016г., где предусмотрено:

- в 2020г проведение полевых сейморазведочных работ МОГТ 3Д в объеме 60 кв.км на месторождении Шубаркудук.

- в период 2018-2021гг бурение 6 независимых поисковых скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 с проектными глубинами от 400 до 500 метров, проектным горизонтом – РТ (Протокол ЦКРР РК №2/3 от 05.10.2018г.).

В 2021 году согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук ...» ТОО «GEO ENERGY GROUP» (ГЕО ЭНЕРДЖИ ГРУПП) совместно с ТОО «Integra Trading Company» (Интегра Трейдинг Компани) проведены детальные сейморазведочные работы по методу МОГТ 3Д с центрально-несимметричной системой наблюдения. Полевые работы были выполнены в период с 16 октября по 31 декабря 2021 года. Общий объем работ составил 43 кв. км. или 32,5 кв. км. полнократной съемки. Количество отработанных ПВ – 34469.

В 2022г ТОО «PGD Services» выполнило обработку и интерпретацию полевых сейсмических материалов МОГТ 3Д.

В 2022г было выполнено «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» ТОО «SciRes» по договору № 09/21 от 07.12.2021г с ТОО «RAMCO Oil Shubar».

В 2024г (28.06.2024г) компания ТОО «АртНик Ойл» получила контракт на добычу нефти на месторождении Шубаркудук, расположенном в Темирском районе Актюбинской области, на основании протокола о результатах аукциона по представлению права недропользования №308239 МЭРК, сроком на 25 лет (до 2049г) с учетом подготовительного периода сроком на 3 (три) года, до 28.06.2027г.

В 8 октября 2024 года состоялось совещания с Министерством энергетики по вопросу составления «Проекта разработки месторождения Шубаркудук» для последующего рассмотрения на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан. (Протокол совещания №17-1-0/6807-вн от 07.11.2024г.).

#### **По результатам совещания принято решение:**

1. ТОО «АртНик Ойл» при составлении Проекта разработки месторождения Шубаркудук рекомендовать предусмотреть в разделе «Мероприятия по доразведке месторождения» работы, направленные на изучение перспективных структур, с целью обнаружения залежей углеводородов в контуре ресурсов категории С3 месторождения Шубаркудук, оцененных по результатам интерпретации материалов сейморазведочных работ 2021-2022гг.

2. После составления Проекта разработки месторождения Шубаркудук внести его в установленном законодательством порядке на Государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки в сфере недропользования по углеводородам.

3. По результатам проведенных работ по доразведке месторождения и при получении достаточных данных ТОО «АртНик Ойл» следует провести переоценку запасов месторождения Шубаркудук с утверждением их на ГКЗ РК и постановкой на государственный баланс.

4. После получения положительного заключения государственной экспертизы недр на новые запасы углеводородов подготовить «Дополнение к проекту разработки месторождения Шубаркудук» с целью вовлечения новых запасов в разработку и представить его в установленном законодательством порядке на Государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки в сфере недропользования по углеводородам.

На месторождении Шубаркудук весь пробуренный фонд на дату 01.01.2025г составляет 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных скважин.

В 1963г произведен подсчет запасов нефти месторождения по состоянию на 01.01.1963г. Начальные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составили: геологические – 1870,7 тыс.т; извлекаемые – 467,6 тыс.т. На дату составления «Пересчет запасов...» - 1963г было добыто 388,8 тыс.т нефти.

После «Пересчет запасов...» месторождения разрабатывалось до 1991 года. Таким образом, в Государственном балансе накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 524 тыс.т нефти.

Однако, на Государственном балансе числятся остаточные запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в количестве: геологические – 1459,0 тыс.т и извлекаемые – 11,0 тыс.т. По материалам, имеющимся в эксплуатационных карточках, с 1963г до 1991г в эксплуатации участвовали 55 скважин, в результате чего накопленная добыча нефти составила 505,3 тыс.т.

На дату отчета месторождение находится в консервации.

#### **Выбор расчетных вариантов Южного крыла**

**I вариант** – предполагает бурение 1-ой добывающей скважины в 2025г в пределах Южного крыла. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 единицы.

**II вариант (рекомендуемый)** – Основан на I варианте, также предусматривает дополнительный ввод в 2026 году ранее пробуренной скважины из ликвидированного фонда в пределах Южного крыла под ППД. Как и I варианте, предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 1 ед. и нагнетательных 1 ед.

**III вариант** – Основан на II варианте, дополнительно предусмотрено бурение 1 добывающей скважины в 2026 году в пределах Южного крыла. Также предусмотрено бурения 5 оценочных скважин. Фонд действующих добывающих скважин достигнет 2 ед. и нагнетательных 1 ед.

В результате технико-экономической оценки вариантов разработки к реализации предлагается 2 вариант разработки, как наиболее рентабельный.

После обмена мнениями и обсуждения **ГТС ПОСТАНОВИЛО:**

1. Принять отчет «Проект разработки месторождения Шубаркудук» (по состоянию на 01.01.2025г.);
2. Направить отчет для рассмотрения и согласования в контролирующие органы.

**От ТОО «АртНик Ойл»**

Директор  
Мутан Б.Н.



**От ТОО «Timal Consulting Group»**

Заместитель директора по анализу разработки  
Нурбаев С.Т.

