

ТОО «НефтеГазПроект»
Государственная лицензия
№19024096 от 18 декабря 2019 года

УТВЕРЖДАЮ:

Президент
ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Сейтжанов С.
“ ” 2022 г.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ КЕНЛЫК

(по состоянию на 01.07.2022 г.)

Договор №25/05-01 от 25 мая 2022 г.

Директор



Басалхаев Д.С.

г. Алматы 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «НефтеГазПроект»

Государственная лицензия №19024096 от 18 декабря 2019 года

Должность	Ф.И.О.	Подпись	Раздел отчета
ДИРЕКТОР	БАСАЛХАЕВ Д.		3,4,5,8,12
ИНЖЕНЕР-ГЕОЛОГ	КЫДЫРБАЕВ А.		1,2,6,7,9,11
ЭКОНОМИСТ	АКЖУЛТАЕВА М.		3, 4,5,13
ЭКОЛОГ	УСИНА Г.		10

««Солтүстік Кеңлік кен орнының әзірлеу жобасын» жасау» қызметтерді көрсетуге Конкурстық құжаттамасына № 2 қосымша	Приложение № 2 к Конкурсной документации на приобретение услуг по «Составлению «Проекта разработки месторождения Северный Кенлык»»
---	--

№ 1 лот бойынша техникалық спецификациясы/Техническая спецификация по лоту № 1

«Алдын ала ҚОӘБ» Жобасын жасатуымен «Солтүстік Кеңлік кен орнын әзірлеу жобасын» жасауға
Техникалық тапсырма

1. Есепті жасау үшін негіздеме	Барлауға арналған келісімшарт (№3460, 08.12.2009 ж.)
2. Жұмысты орындау үшін бастапқы деректер	" Солтүстік Кеңлік кен орнының мұнай мен газ қорларын есептеу" зерттелу 01.07.2021 ж.жағдайы бойынша.
3. Есептің құрамы мен мазмұны	«Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану» туралы Кодекс талаптарына сәйкес. - Мұнай және мұнай-газ кен орындарын игерудің жобалары мен технологиялық схемаларын жасау регламентіне сәйкес. - Қолданыстағы "Пайдалы қазбаларды барлау және өндіру кезінде жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі Бірыңғай қағидаларға"сәйкес
4. Жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау	Экологиялық кодекс талаптарына сәйкес.
5. Мәселелерді шешу	- Кен орны туралы жалпы мәліметтер, жобалау тарихы және кен орнын игерудің іске асырылатын жүйесінің негізгі ережелері - Кен орнының геологиялық-кәсіпшілік сипаттамасы - Геологиялық құрылымның сипаттамасы - Өнімді қабаттардың (горизонттардың) қалыңдығының, коллекторлық қасиеттерінің және олардың әртектілігінің сипаттамасы - Мұнай, газ және судың қасиеттері мен құрамы - Физикалық-гидродинамикалық сипаттамалары - Мұнай және газ қорлары - Жобалау үшін геологиялық-кәсіпшілік және техникалық-экономикалық негізді дайындау - Ұңғымалар мен қабаттарды гидродинамикалық зерттеу нәтижелерін талдау, олардың өнімділігі мен режимдерін сипаттау - Дамудың ағымдағы жағдайын талдау - Қабаттардың қабылданған есептеу модельдерін, олардың игерудің технологиялық көрсеткіштерін есептеу үшін қабылданған геологиялық-физикалық сипаттамаларын негіздеу - Пайдалану объектілерін бөлуді негіздеу және әзірлеудің есептік нұсқаларын таңдау - Экономикалық көрсеткіштерді есептеу үшін қабылданған капитал салымдары мен пайдалану шығындарының нормативтерін негіздеу - Әзірлеу нұсқаларының технологиялық және техникалық-экономикалық көрсеткіштері

	• Әзірлеу нұсқаларының технологиялық көрсеткіштері • Әзірлеу нұсқаларының экономикалық көрсеткіштері • Жер қойнауынан мұнай алудың есептік коэффициенттерін талдау • Жобалық шешімдердің техникалық-экономикалық талдауы • Мұнай және газ өндіру техникасы мен технологиясы • Ұңғымаларды, сағалық және ұңғыма ішіндегі Жабдықтарды пайдаланудың ұсынылатын тәсілдерін тандауды негіздеу • Ұңғымаларды пайдалану кезіндегі асқынулардың алдын алу және оларға қарсы күрес жөніндегі іс-шаралар • Ұңғыма өнімдерін жинау және кәсіпшілік дайындау жүйесіне қойылатын талаптар мен ұсыныстар • ҚҚЖ жүйесіне, су басу үшін пайдаланылатын судың сапасына қойылатын талаптар мен ұсыныстар • Ұңғымалардың конструкцияларына, бұрғылау жұмыстарын жүргізуге, кабаттарды ашу және ұңғымаларды игеру әдістеріне қойылатын талаптар • Мұнай, газ өндіру жоспары жобасының негізі, бұрғылау жұмыстарының көлемі • Қаттардың әзірленуін, ұңғымалар мен ұңғымалық жабдықтардың жай-күйі мен пайдаланылуын бақылау • Жер қойнауы мен қоршаған ортаны қорғау • Кен орнын жете барлау жөніндегі іс-шаралар
6.Есепті жасау мерзімі	• 3 ай, бақылау органдарымен келісу және ҚР БИОК қорғау уақытын есептемегенде • Жұмыстардың орындалу барысы туралы апта сайынғы есеп беру (%- бен)
7.Есептің эк-земплярларының са-ны	• На бумажном носителе 3 экземпляра, электронная версия в формате PDF и Word (Excel) на CD диске в 1 экземпляре.

Техническое задание

На составление проекта

«Проект разработки месторождения Северный Кенлык» с составлением Проекта «ПредОВОС к нему»

1. Основание для со-ставления отчета	• Контракт на разведку (№662 от 24.04.2001г.)
2. Исходные данные для выполнения работы	• «Подсчёт запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» по состоянию изученности на 01.07.2021г.
3. Состав и содержа-ние отчета	• Согласно требованиям Кодекса о недрах и недропользования. • Согласно действующим «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» • Согласно Методичке по составлению проектов и анализов разработ-ки нефтяных и газонефтяных месторождений.
4. Охрана недр и	• Согласно требованиям Экологического Кодекса.

окружающей среды	
5. Решение задач	• Общие сведения о месторождении, история проектирования и основные положения реализуемой системы разработки месторождения • Геолого-промысловая характеристика месторождения • Характеристика геологического строения • Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности • Свойства и состав нефти, газа и воды • Физико-гидродинамические характеристики • Запасы нефти и газа • Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования • Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов • Обоснование принятых расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки • Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки • Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей • Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки • Технологические показатели вариантов разработки • Экономические показатели вариантов разработки • Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр • Техничко-экономический анализ проектных решений • Техника и технология добычи нефти и газа • Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования • Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин • Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин • Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды используемой для заводнения • Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин • Основание проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ • Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования • Охрана недр и окружающей среды • Мероприятия по доразведке месторождения
6. Сроки составления отчета	• 3 месяца • Еженедельный отчет о ходе выполнения работ (в %)
7. Количество экземпляров отчета	• На бумажном носителе 3 экземпляра, электронная версия в формате PDF и Word (Excel) на CD диске в 1 экземпляре.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	14
ВВЕДЕНИЕ	17
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	18
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	20
2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (ГОРИЗОНТОВ) И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ	27
2.3. СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	31
2.4. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	37
2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА.....	39
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛ	41
3.1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ.....	41
3.2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	47
3.2.1 <i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	<i>47</i>
3.3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ.....	50
3.3.1 <i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....</i>	<i>50</i>
3.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	52
3.4.1 <i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	<i>52</i>
3.4.2 <i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	<i>53</i>
3.5. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	56
3.5.1 <i>Нормативы капитальных вложений</i>	<i>56</i>
3.5.1 <i>Нормативы эксплуатационных затрат</i>	<i>56</i>
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	60
4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	60
4.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	63
4.2.1 <i>Общие положения оценки экономической эффективности проекта</i>	<i>63</i>
4.2.2 <i>Основные технико-технологические условия вариантов разработки при оценке экономической эффективности проекта</i>	<i>64</i>
4.2.3 <i>Доходы по проекту</i>	<i>66</i>
4.2.4 <i>Расходы по проекту.....</i>	<i>66</i>
4.2.5 <i>Бюджетная эффективность</i>	<i>78</i>
4.2.6 <i>Экономическая эффективность проекта.....</i>	<i>80</i>
4.2.7 <i>Казахстанское содержание.....</i>	<i>86</i>
4.2.8 <i>Анализ рисков</i>	<i>87</i>
4.2.9 <i>Анализ чувствительности проекта.....</i>	<i>91</i>
4.3. АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ НЕДР	94
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	95
5.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА	95
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	98
6.1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ..	98
6.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ	101
6.3. РЕКОМЕНДАЦИЯ ПО СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	108
6.4. РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	112

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	113
7.1. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	113
7.2. РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	117
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....	119
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	121
9.1. КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	121
9.2. КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ.....	123
9.3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ.....	123
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	125
10.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	125
10.2. ОХРАНА НЕДР	128
10.3. ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ.....	129
10.3.1. <i>Описание источников загрязнения атмосферы.....</i>	<i>129</i>
10.3.2. <i>Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения</i>	<i>129</i>
10.4. ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ИСТОЩЕНИЯ	130
10.4.1. <i>Характеристика воздействия на водные ресурсы</i>	<i>130</i>
10.4.2. <i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов.....</i>	<i>131</i>
10.5. Почвы	132
10.6. РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	135
10.7. ЖИВОТНЫЙ МИР	137
10.8. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ ПРЕДПРИЯТИЯ	139
10.9. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	140
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	142
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	143
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.....	144
13.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	144
13.2. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ	145
13.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИКВИДАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ.....	146
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	149
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	151

СПИСОК РИСУНКОВ

1. Рисунок 1.1– Обзорная карта.....	19
2. Рисунок 2.1.1– Структурная карта по кровле отражающего горизонта PR.....	24
3. Рисунок 2.1.2– Структурная карта по кровле отражающего горизонта K1nc1ar	25
4. Рисунок 4.2.2.1 - Объем добычи нефти по вариантам за проектный срок, тыс. тонн	65
5. Рисунок 4.2.2.2 - Объем накопленной добычи газа по вариантам за проектный срок, млн.м3	66
6. Рисунок 4.2.3.1 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2	68
7. Рисунок 4.2.3.2 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2	68
8. Рисунок 4.2.3.3 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2	68
9. Рисунок 4.2.4.1 – Структура капитальных вложений по рекомендуемому второму варианту, %.....	71
10. Рисунок 4.2.4.2 – Структура капитальных вложений по рассматриваемым вариантам, тыс. тенге	71
11. Рисунок 4.2.4.3 – Структура полной себестоимости по рекомендуемому второму варианту, %.....	77
12. Рисунок 4.2.4.4 – Структура эксплуатационных затрат по вариантам, тыс. тенге	77
13. Рисунок 4.2.5 – Структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам, тыс. тенге	80
14. Рисунок 4.2.6.1 – Сопоставление доходов и расходов по рекомендуемому второму варианту, тыс. тенге.....	85
15. Рисунок 4.2.6.2 – Потоки денежных средств по рекомендуемому второму варианту, тыс. тенге	85
16. Рисунок 4.2.9.1 – Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Торнадо»	93
17. Рисунок 4.2.9.2 – Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Паук».....	93
18. Рисунок 6.1.1 - Ротор со статором.....	100
19. Рисунок 6.1.2– ШВНУ фирмы «KUDU» (Канада).....	101
20. Рисунок 6.3.1 - Схема сбора и транспорта нефти месторождения Северный Кенлык ..	110

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 – Освещенность разреза скважин проходкой, выносом и анализами керна	28
Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов	29
Таблица 2.2.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)	30
Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности	30
Таблица 2.3.1 Физико-химические свойства и состав нефти в поверхностных условиях ...	32
Таблица 2.3.2 - Свойства пластовой нефти.....	34
Таблица 2.3.3 - Принятые подсчетные параметры нефти	34
Таблица 2.3.4 - Компонентный состав выделившегося газа при однократном разгазировании глубинных проб.....	36
Таблица 2.3.5 - Химический состав и физические свойства пластовой воды месторождения Северный Кенлык.....	38
Таблица 2.5.1-Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2021 г.....	40
Таблица 3.1.1 –Результаты опробования скважин месторождения Северный Кенлык	43
Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин(КВД).....	46
Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин	48
Таблица 3.2.2 - Техническое состояние скважин по состоянию на 01.07.2022 г.	49
Таблица 3.3.1 - Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин.	51
Таблица 3.4.1 - Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	52
Таблица 3.4.2.1 - Обоснование дебита нефти новых скважин.....	56
Таблица 3.4.2.2 - Основные исходные характеристики объектов разработки по рекомендуемому варианту разработки.....	56
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат	58
Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2	61
Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2.....	61
Таблица 4.1.3 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 2	62
Таблица 4.1.4 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению по I объекту. Вариант 2.	62
Таблица 4.2.2 – Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам....	65
Таблица 4.2.4.1 - Капитальные вложения по вариантам.	69
Таблица 4.2.4.2 - Капитальные вложения по рекомендуемому варианту 2.....	70
Таблица 4.2.4.3 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 2	74
Таблица 4.2.4.4- Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 2	76
Таблица 4.2.4.5 - Расходы по реализации готовой продукции по варианту 2.....	77
Таблица 4.2.5 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 2.....	79
Таблица 4.2.6.1 - Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 2.....	82
Таблица 4.2.6.2 - Показатели экономической эффективности по варианту 2	83
Таблица 5.1 - Интегральные экономические показатели за рентабельный период.....	95
Таблица 6.2.1 - Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту.....	107
Таблица 6.4.1 – Баланс попутного газа месторождения на 2023-2015 гг.	112
Таблица 7.1.1 – Конструкция скважин	114
Таблица 8.1 - Месторождение Северный Кенлык. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ	120
Таблица 9.2 - Рекомендуемый комплекс геофизических исследований по контролю за разработкой.....	123

Таблица 9.3 - Обязательный комплекс рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки.....	124
Таблица 13.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд в соответствии с объемами добычи нефти по рекомендуемому варианту 2.....	147

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению Вариант 1.....	152
Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1.....	153
Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3.....	154
Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3.....	155
Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1).....	156
Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность по месторождению (вариант 1).....	156
Таблица 4.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1).....	157
Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат в целом по месторождению (вариант 1).....	159
Таблица 4.2.5 – Общие и административные расходы (вариант 1).....	161
Таблица 4.2.6 – Расходы по реализации готовой продукции (вариант 1).....	162
Таблица 4.2.7 – Оценка доходов и расходов (вариант 1).....	163
Таблица 4.2.8 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 1).....	164
Таблица 4.2.9 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 3).....	166
Таблица 4.2.10 - Бюджетная эффективность по месторождению (вариант 3).....	167
Таблица 4.2.11 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 3).....	168
Таблица 4.2.12 - Расчет операционных затрат в целом по месторождению (вариант 3)...	169
Таблица 4.2.13 – Общие и административные расходы (вариант 3).....	171
Таблица 4.2.14 – Расходы по реализации готовой продукции (вариант 3).....	171
Таблица 4.2.15 – Оценка доходов и расходов (вариант 3).....	172
Таблица 4.2.16 - Анализ движения денежных средств предприятия после налого- обложения в целом по месторождению (вариант 3).....	173
Таблица 13.3.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд в соответствии с объемами добычи нефти по варианту 1.....	175
Таблица 13.3.2 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд в соответствии с объемами добычи нефти по варианту 3.....	176

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№/п	Наименование приложения	Номер приложения	Масштаб
1	2	3	4
1	Геологический профиль по линии I-I	1	1:25000 1:5000
2	Литологические профили по линиям I-I', II - II'	2	1:25000 1:2000
3	Схема обоснования ВНК	3	1: 1000
4	Горизонт Ф-1 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	4	1: 5000
5	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. I объект	5	1:25000

РЕФЕРАТ

Проект состоит из 176 страниц, из них: 40 таблиц, 20 рисунков, 22 табличных приложений и 5 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ЗАПАСЫ, ДОБЫВАЮЩАЯ И НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, ДЕБИТ, ОБВОДНЕННОСТЬ, НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЕ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ, ДОБЫЧА ВОДЫ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ТОННЫ НЕФТИ, НОРМАТИВЫ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, БУРЕНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Северный Кенлык.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Северный Кенлык.

Недропользователем месторождения Северный Кенлык является ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Недропользователь имеет Контракт №662 от 24.04.2000 г. на проведение разведки углеводородного сырья на блоках XXVIII -37А, В, Д (частично), Е (частично), F (частично), Кызылординской и Карагандийской областях Республики Казахстан.

Согласно Дополнения №19 (№4920-УВС-МЭ) от 28.05.2021 г. Срок действия контракта до 08.02.2022 года.

Месторождение Северный Кенлык находится в Улутауской (Карагандийской) области Республики Казахстан.

Месторождение открыто в 2016 году при проведении поискового бурения.

Площадь геологического отвода составляет 840.47 кв.км, глубина отвода – с углублением полеозойского горизонта до 250м.

В 2011 году ТОО "НПЦ Туран Гео" выполнил «Проект поисков залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» (протокол №29 ЦКР от 29.11.2012г).

В 2015 году ТОО «Ast Nedra» выполнил «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» (протокол ЦКР РК №58/13 от 17.04.2015г).

В 2016 году ТОО «Саутс-Ойл» составил отчёт «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» на площади Северный Кенлык в 2011г» (протокол МД Южказнедра №745 от 18.05.2016г). В

результате интерпретации сейсмического материала было уточнено геологическое строение меловых и юрских отложений, построены структурные карты по четырем целевым горизонтам **K1ns1ar, J3ak, J2kr, PZ** в масштабе 1:50000. На этапе динамической интерпретации использовались пакеты программ «Hampson Russel», «DUG INSIGHT», «GeoGraphix Discovery». Общий объем интерпретационных данных 3Д сейсморазведки – 571.8 км².

В 2017 году ТОО "НПЦ Туран Гео" составлено «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на Контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» (протокол ЦКР РК №83/8 от 31.03.2017г).

В 2022 году, ТОО «Каспиан Энерджи Ресердж» произвел «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» (протокол ГКЗ РК №2409-22-У от 08.02.2022г.), выполнен по результатам бурения 9 скважин. Запасы нефти утверждены: по категории C_1 геологические 543 тыс.т, извлекаемые 154 тыс.т, по категории C_2 геологические 225 тыс.т, извлекаемые 31,4 тыс.т.

После ПЗ-2019 г. недропользователем ТОО «САУСТ-ОЙЛ» в ходе добычи в период испытания скважин месторождения дополнительно проведены нижеследующие работы:

Данный проектный документ выполнен по состоянию изученности на 01.07.2022 года.

В рамках настоящей работы на месторождении Северный Кенлык предлагается выделить один объект разработки.

Большая часть геологических запасов нефти промышленной категории (61.1%) сосредоточена в районе скважины №4 . Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 (71:29) свидетельствует о достаточной изученности месторождения, но тем не менее указывает о необходимости доразведки месторождения.

Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки продуктивных горизонтов месторождения Северный Кенлык, которые различаются между собой системой размещения и количеству скважин, темпами и сроками бурения проектных скважин, режимами эксплуатации продуктивных горизонтов. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов позволила рекомендовать для реализации вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими технико-экономическими показателями разработки.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса

исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования. Отдельным проектным документом разработана предварительная оценка воздействия на окружающую среду (предОВОС).

Авторы проектного документа выражают благодарность руководству и команде специалистов Кызылординского офиса компании «САУСТ-ОЙЛ.» за оказанные консультации при разработке документа и помощь при сборе исходной геолого-промысловой информации.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий **«Проект разработки месторождения Северный Кенлык»** разработан по договору № 25/05-01 от «25» мая 2022 г. между ТОО «НефтеГазПроект» и ТОО «САУТС-ОЙЛ», согласно Технического задания недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от «24» мая 2018 г. [17], «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) [8] и «Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.) [18].

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.07.2022 г. и охватывает продуктивные полейозойский продуктивный горизонт установленный по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2022 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресердж» Отчет по **«Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.)**», который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол №2409-22-У от 08.02.2022г.).

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти составили: по категории C_1 – 543 тыс.т геологических и 154 тыс.т извлекаемых, по категории C_2 – 225 тыс.т геологических и 31,4 тыс.т извлекаемых.

После согласования проектного документа в ЦКРиР и получения положительного заключения государственной экспертизы базовых проектных документов, ежегодно за процессом реализации проектного документа будет вестись авторский надзор, согласно требованиям п.п. 1), п. 2, ст. 142 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [17].

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Северный Кенлык в географическом отношении расположено в южной части Торгайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

В административном отношении месторождение находится в Улытауском районе Карагандинской области.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.Кызылорда (к югу 180 км), Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). В целом месторождение характеризуется благоприятным географо-экономическим положением.

Действующий нефтепровод Кумколь - Каракойын - Шымкент проходит на расстоянии 60 км к северо-востоку от площади работ.

Ближайшие месторождения нефти находятся на расстоянии от площади Северный Кенлык: Кенлык, Арыскуп, Кызылкия. В 40 км к востоку расположено крупное разрабатываемое газонефтяное месторождение Кумколь. Эти месторождения связаны между собой сетью грейдерных проселочных дорог. (рисунок 1.1).

В геоморфологическом отношении район работ представляет собой слабоволнистую суглинистую равнину с редкими замкнутыми котлованами, занятыми солончаками или такырами с отметками рельефа 150- 200 м.

Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Для технического водоснабжения используются артезианские воды верхнего мела с минерализацией до 4 г/л из гидрогеологической скважины, пробуренной на территории вахтового поселка. Для питьевого водоснабжения используется эта же вода после предварительного опреснения на установке.

Климат района резко-континентальный со значительными колебаниями сезонных и суточных температур воздуха и малым количеством осадков (около 100-150 мм за год), выпадающие, в основном, в зимне-весенний период. Максимальные температуры воздуха в летний период достигают до +45°C, зимой снижается - до -40°C. Характерны постоянные ветры юго-западного направления, зимой – метели и бураны.

Животный и растительный мир типичный для полупустынь (представлен, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д., из крупных животных встречаются волки, лисы).

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком и глиной.

Северный Кенлык

Условные обозначения:

- Автомобильная дорога
- Кзыл-Орда-Кумколь
- Месторождение нефти
- Месторождение газа
- Месторождение нефти-газа
- Район работ

19

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика

Характеристика разреза осадочного чехла месторождения Северный Кенлык приводится на основании результатов пробуренных скважин. Скважинами на исследуемой территории вскрыты отложения домезозойского складчатого фундамента и осадочного комплекса мезо-кайнозоя.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания и лабораторного определения научно-исследовательскими институтами кернового материала.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных скважин.

Геолого-геофизическая и литологическая характеристики приведены ниже.

Домезозойское основание (фундамент - PR)

На месторождении Северный Кенлык керн из отложений фундамента отобран в 4 скважинах (4, 5, 6, 7). Фундамент сложен известняками, глинами, аргиллитами.

Известняки светло-серые, желтовато-серые, красновато-коричневые, коричневые, темно-серые с бурым оттенком, алевроитистые, встречаются кварцевые прожилки, кремненные, скрыто- мелкокристаллические, пелитоморфные, массивные, крепкие реже средней крепости, массивные, содержащие разноориентированные микротрещины, выполненные известковистым материалом (кальцитом), с включениями органогенного ракушечного детрита.

Глины известковые, серые, красновато-коричневые, бурые, алевроитистые, аргиллитоподобные, вязкие, рыхлые и плотные, средней крепости с включениями черного угля.

Аргиллиты известковые, серые, красновато-коричневые, слоистые, плотные, средней крепости и крепкие.

К кровельной части фундамента приурочен продуктивный горизонт Ф-1.

Вскрытая толщина фундамента изменяется от 103 м (скв. 9) до 317 м (скв.1). В кровле фундамента прослеживается отражающий горизонт PR.

Мезозойская группа - Mz

Вскрытые отложения мезозоя со стратиграфическим несогласием перекрывают образования палеозойского возраста: из разреза выпадают осадочные формации триасовой и нижнего, среднего, верхнего отделов юрской системы.

Меловая система - К

В строении меловых отложений района и месторождения Северный Кенлык участвуют нижний и верхний отделы.

Нижний отдел - К₁

Нижний отдел представлен в объеме даульской, карачетауской, кызылкиинской свит, возраст которых определен, соответственно, как неокомский надъярус, аптский-нижне-средний альбский, верхний альбский-сеноманский ярусы.

Неокомский надъярус - К_{1nc}

Даульская свита (К_{1nc^{1dl}}). В разрезе свиты по литологическому составу пород выделяются нижняя и верхняя подсвиты.

Нижнедаульская подсвита (К_{1nc^{1dl1}}) делится на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (К_{1nc^{1ar}}) представляет собой регионально распространенную в Арыкумском прогибе базальную толщу неокома. В Южно-Торгайском бассейне данный горизонт является регионально нефтеносным.

По керну из одной скважины 6 (инт. отбора 1325-1334 м) на месторождении Северный Кенлык отложения арыкумского горизонта представлены глинами от бурого до коричневого, плотного, твердого, массивного, крепкого.

На соседнем месторождении Кенлык по керну отложения арыкумского горизонта представлены аргиллитами коричневых оттенков, известковистыми, слюдистыми, зеленоватых оттенков, слоистыми, алевролитистыми, с мелкими частицами пирита; алевролитами песчанистыми, крупнозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слюдистыми; песчаниками серыми, слюдистыми, кварцево-полевошпатовыми, с включениями полуокатанных зерен кварца; встречены единичные прослои известняков, гравелитов.

К верхней части арыкумского горизонта на месторождении Северный Кенлык приурочен горизонт М-II-2.

Толщина арыкумского горизонта изменяется от 48 м (скв.5) до 108,5 м (скв.9). В кровле арыкумского горизонта прослеживается отражающий горизонт К_{1nc^{1ar}}.

Верхний горизонт (К_{1nc¹⁻²}) представлен толщей глин коричневатого цвета.

Толщина горизонта составляет 107 м (скв.7) - 130,5 м (скв.33).

Верхнедаульская подсвита (К_{1nc^{2+a}}) в нижней части сложена коричневатыми песками, переслаивающимися с глинами и алевролитами, в верхней части пески переслаиваются с глинисто-карбонатными песчаниками.

Толщина подсвиты - от 336 м (скв.9) до 375 м (скв.33).

Аптский-нижне-средний альбский ярусы - K_1a+al^{1-2}

Отложения карачетауской свиты (K_1a+al^{1-2}) с размывом залегают на отложениях даульской свиты, представлены в нижней части толщей серых песков, слабосцементированных песчаников с прослоями гравелитов, в верхней части – глинами темно-серыми и алевролитами.

Толщина свиты изменяется от 125,5 м (скв.9) до 146 м (скв.6).

Верхний альбский+сеноманский ярусы - $K_1al^3+K_2s$

Кызылкинская свита ($K_1al^3+K_2s$), объединяющая отложения альб-сеномана, залегают согласно на карачетауской свите, сложена пестроцветными глинистыми алевролитами, глинами с прослоями песков и песчаников.

Толщина свиты составляет 114 м (скв.6) – 129,5 м (скв.9).

Верхний отдел - K_2

Турон-сенонский ярусы (K_2t+sn). Отложения нерасчлененной толщи турон-сенона, с размывом залегают на кызылкинской свите, представлены переслаиванием белых песков и пестроцветных глин с прослоями известняков.

Толщина турон-сенона – 482 м (скв.5) – 576,5 м (скв.9).

Кайнозойская группа (KZ)

Палеогено+четвертичная система – P+Q

Палеогено-четвертичные отложения несогласно залегают на породах верхнего мела, представлены серыми, серо-зелеными алевролитистыми глинами с прослоями серых, темно - серых слоистых мергелей.

Толщина отложений – 44,5 м (скв.9) – 68 м (скв.4).

Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Северный Кенлык расположено в северо-западной части Арыкумского прогиба, являющейся одним из крупных тектонических элементов II порядка, находящихся в южной части Южно-Тургайской впадины на севере Тургайской плиты.

Структурный план месторождения Северный Кенлык и прилегающей к нему территории изучен по поверхности фундамента (включая в него кору выветривания и элювий), принятого как ОГ-PR, и по кровле арыкумского горизонта на основе ОГ-Пар (нижний неом, K_1nc1ar).

Отложения фундамента вскрыты всеми скважинами месторождения Северный Кенлык (рис.2.2.2). По данным материалов сейсморазведки 3Д по кровле фундамента (отражающий горизонт PR) отложения фундамента представляют собой выступ субмеридионального простирания, протяженностью до 15 км, ширина выступа в районе

скважины 4 порядка 2 км, в районе скважин 30, 33 – порядка 3 км, в районе скважин 1, 5, 6, 7 – порядка 4 км, в районе скважины 9 – около 1 км. В районе скважины 4 и скважин 1, 5, 6, 7 прослежен тектонический разлом F1, простирающийся с северо-запада на юго-восток.

В районе скважин 1, 5, 6, 7 минимальная отметка кровли фундамента в скважине 5 составила минус 1258 м, по оконтуривающей изогипсе минус 1400 м размеры поднятия составляют 3 x 1,8 км.

В районе скважин 30, 33 минимальная отметка кровли фундамента по данным сейсморазведки равна минус 1220 м, поднятие оконтуривается изогипсой минус 1400 м, размеры поднятия составляют 4,5 x 2,5 км.

В районе скважины 4 минимальная отметка кровли фундамента по данным сейсморазведки прослежена на отметке минус 1300 м, по оконтуривающей изогипсе минус 1400 м размеры поднятия составляют 1 x 0,8 км.

В пределах месторождения Северный Кенлык на поверхности фундамента залегает палеоген-меловой комплекс.

В районе скважин 1, 5, 6, 7 минимальная значение кровли арыкумских отложений в скважине 5 равно минус 1210,4 м, по оконтуривающей изогипсе минус 1275 м размеры поднятия составляют 3,5 x 2,5 км (рис.2.2). Поднятие ограничено с юго-запада тектоническим разломом F1.

В районе скважин 30, 33 по оконтуривающей изогипсе минус 1295 м размеры поднятия составляют 3,7 x 2,6 км, минимальные отметки составляют минус 1265 м.

В районе скважины 4 размеры поднятия по оконтуривающей изогипсе минус 1325 м составляют 2 км x 2,1 км, в скважине 4 кровля арыкумских отложений вскрыта на отметке минус 1277 м.

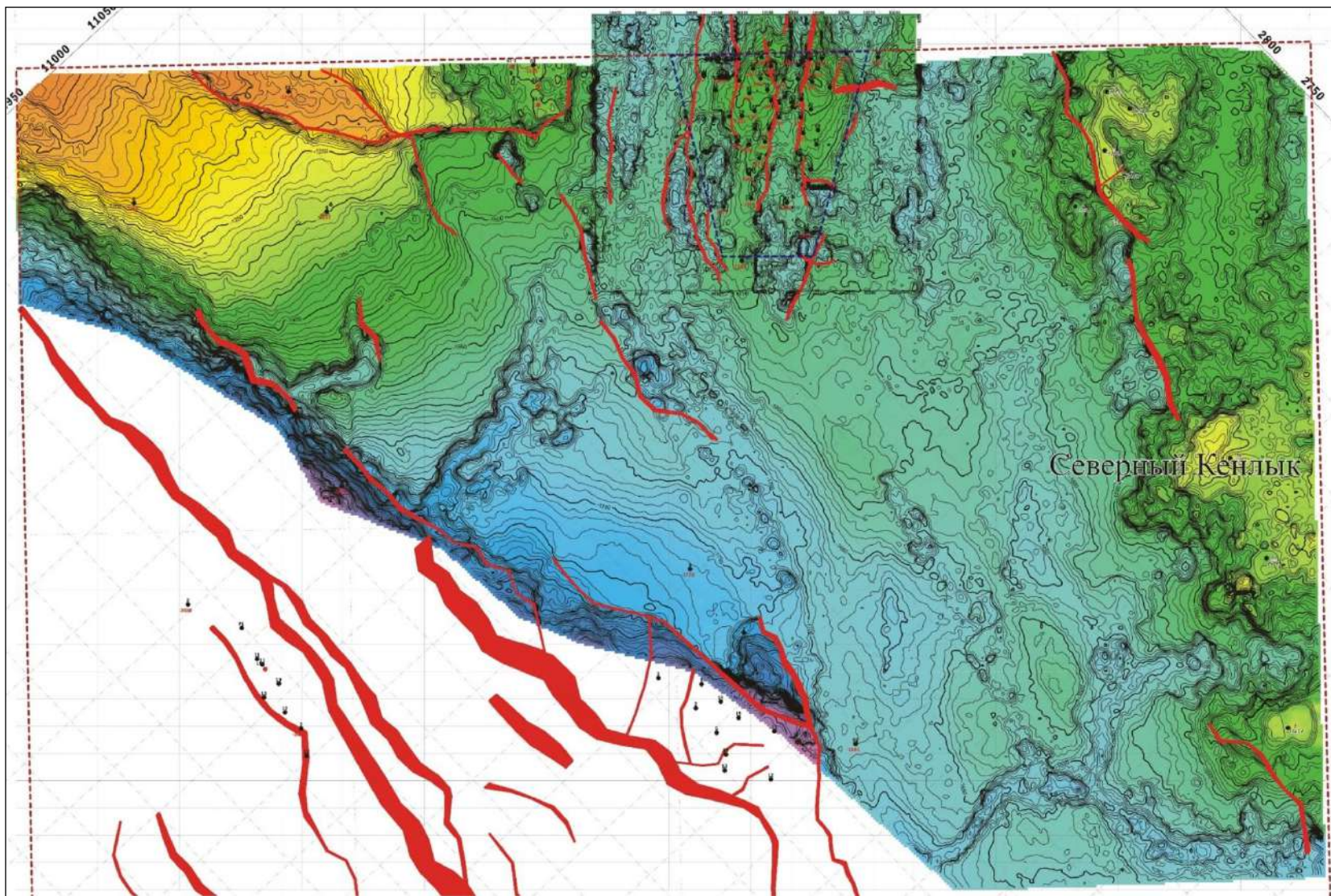


Рисунок 2.1.1 - Структурная карта по кровле отражающего горизонта PR (кровля фундамента)

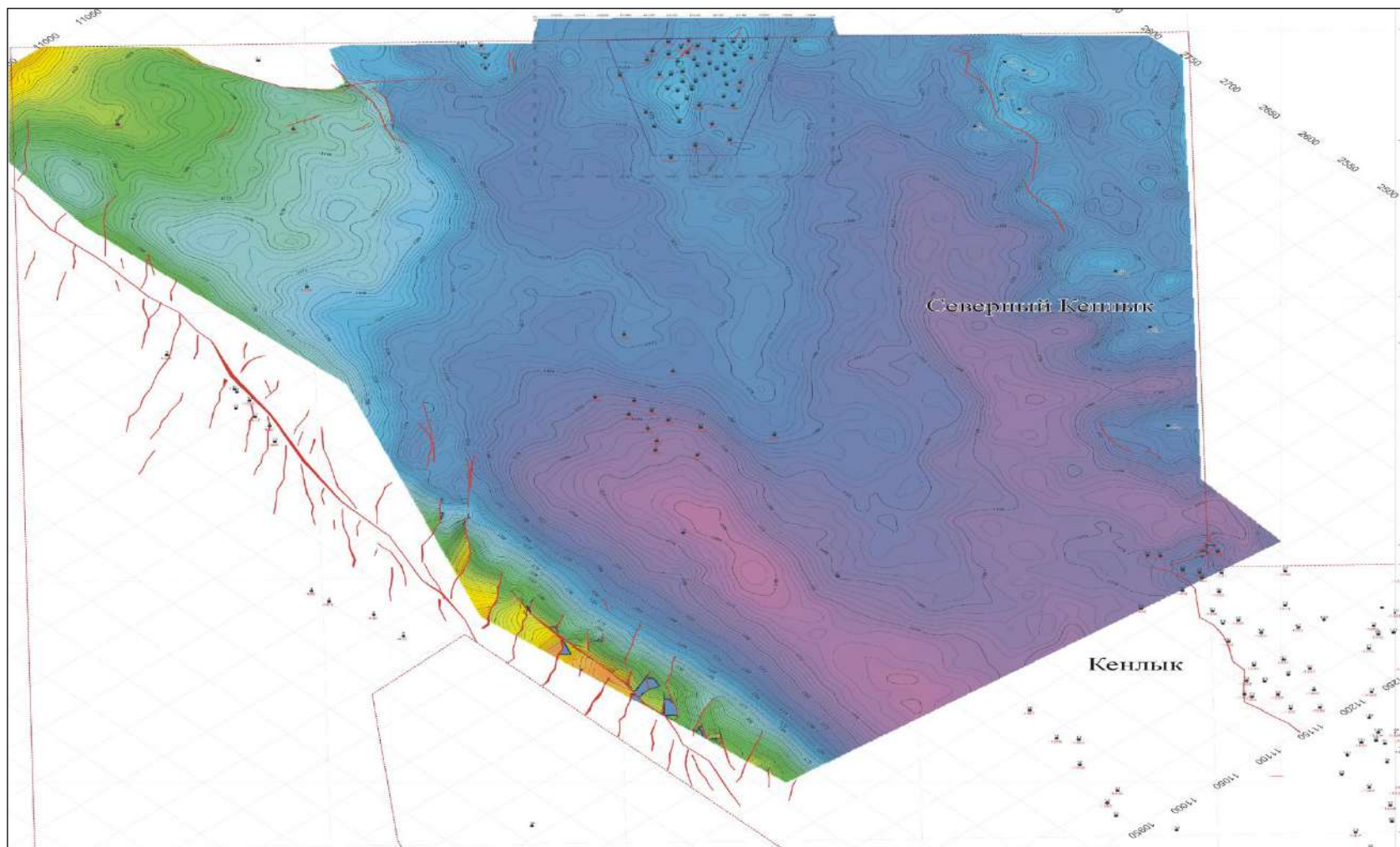


Рис.2.1.2 - Структурная карта по кровле отражающего горизонта K_{1nc1ar} (АРЫСКУМСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ НИЖНЕГО НЕОКОМА)

Нефтегазоносность

Месторождение Северный Кенлык находится в Южно-Тургайской нефтегазоносной зоне и располагается вблизи разрабатываемых месторождений Кенлык, Кызылкия, Арыскуп. Промышленная нефтегазоносность этих месторождений связана с продуктивной толщей арыскупского горизонта нижнего мела и фундамента.

Месторождение открыто в 2016 году, когда при опробовании скважины №1, где из интервалов 1385--1388м, 1391-1393м, стратиграфически относящегося к палеозойским отложениям (фамен нижнего карбона), при опробовании методом компенсации, снижая уровень от 813м, впервые была получена нефть дебитом, соответственно, 0,2 м3/сут.

Залежи нефти по данным ГИС и опробования установлены в пределах выступа субмеридионального простирания. Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены известняками.

К выявленному продуктивному горизонту приурочен тектонически и литологически-экранированные нефтяные залежи пластово-сводового типа

В настоящем отчете при выделении горизонтов была использована принятая номенклатура горизонтов М-II-2 и Ф-1 соседнего месторождения Кенлык.

По результатам бурения, детальной поплавовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации материалов ГИС залежи нефти выявлены в палеозойских отложениях - продуктивный горизонт Ф-1, приуроченный к коре выветривания в верхней части палеозойского фундамента.

Пласты-коллекторы горизонта М-II-2, которые приурочены толще пород арыскупских отложений нижнего мела, по данным ГИС литолого-фациально замещены.

В арыскупских отложениях при опробовании скважин: 1 (инт. перф.1338,5-1340,0 м) и 30 (инт. перф.1334,0-1342,0м) получены притоки воды.

За основу при построении подсчетного плана для горизонта Ф-1 взята структурная карта по кровле отражающего горизонта PR.

Нефтеносность горизонта Ф-1 установлена опробованием 4 скважин (1, 4, 5, 7), где получены притоки нефти дебитами от 0,2 м3/сут (скв.1) до 10,8 м3/сут (скв.4). В скважинах 6, 30, 33 получены притоки воды с плёнкой нефти.

По данным материалов сейсморазведки 3Д по кровле фундамента северная территория месторождения тектоническими нарушениями F1 и f разбита на 3 блока (I, II, III).

Район скважин 5, 6, 7. Блок I. Минимальная отметка на структурной карте по кровле коллектора находится на глубине минус 1259,8м (скв.5), ВНК принят на отметке

минус 1292,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 6, размеры залежи 2,2х1,6 км, высота залежи 32,3 м. Площадь залежи составляет 758,0 тыс.м². Залежь антиклинальная, сложной шнурковой формы, в районе скважин 7 и 5 выделяется сводовое, в р-не скважины 6 залежь экранируется с юго-востока тектоническим нарушением.

Район скважины 1. Блок II. Минимальная отметка на структурной карте по кровле коллектора находится на глубине минус 1315,8 м, ВНК принят на отметке минус 1316,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, размеры залежи 0,6х0,4 км, высота залежи 0,7 м. Площадь залежи составляет 163,0 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Район скважины 9. Блок III. Минимальная отметка коллектора находится на глубине минус 1373,2 м, ВНК принят условно на отметке минус 1384,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, размеры залежи 0,5х0,4 км, высота залежи 11,0 м. Площадь залежи составляет 91,0 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Район скважины 30. Минимальная отметка коллектора находится на глубине минус 1317,4 м, ВНК принят на отметке минус 1327,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, размеры залежи 0,7х0,5 км, высота залежи 10,1 м. Площадь залежи составляет 205,0 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Район скважины 33. Минимальная отметка коллектора находится на глубине минус 1336,8 м, ВНК принят на отметке минус 1346,4 м по разделу нефть-вода, размеры залежи 0,7х0,6 км, высота залежи 9,6 м. Площадь залежи составляет 304,0 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Район скважины 4 минимальная отметка коллектора находится на глубине минус 1343,1 м, ВНК принят условно на отметке минус 1380,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, размеры залежи 1,5х1,2 км, высота залежи 36,9 м. Площадь залежи составляет 950,0 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

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

Контрактная территория расположена в пределах Аксайской горст-антиклинали, ее западного склона, в Арыкумской горст-синклинали и на ее западном борту. Разрез в каждой тектонической зоне характеризуется своими литологическими и возрастными особенностями.

При изучении физико-литологической характеристики продуктивных отложений месторождения были использованы полевое описание и лабораторные исследования

керна.

Работа по исследованию отобранного полноразмерного керна скважин 4, 5, 7 была проведена в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» (г. Шымкент).

Всего по месторождению с отбором керна пробурено 4 скважины (4, 5, 6, 7). Общий метраж проходки с отбором керна по всем скважинам составил 42,9м, вынос керна – 35,2 м или 82,1% от проходки. Отобрано 30 образцов, из них кондиционными являются 27 образцов керна.

Таблица 2.2.1 - Освещенность разреза скважин проходкой, выносом и анализами керна

№СКВ.	ИНТЕРВАЛ ОТБОРА,М		ПРОХОДКА, М	ВЫНОС КЕРНА,М	ВЫНОС КЕРНА, %	КОЛ-ВО АНАЛИЗОВ	КОЛ-ВО КОНДИЦИОННЫХ АНАЛИЗОВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Горизонт Ф-1							
4	1411,5	1418,0	6,5	6,5	100	5	5
	1419,0	1423,0	4,0	4,0	100	13	13
5	1341,0	1346,9	5,9	5,9	100	3	0
	1346,9	1348,9	2,0	2,0	100	2	2
6	1385,0	1394,0	9,0	3,1	34	-	-
7	1360,0	1366,5	6,5	6,5	100	7	7
Итого по горизонту Ф-1:			33,9	28	82,6	30	27

Горизонт Ф-1 прослеживается в кровле палеозойских отложений. К горизонту приурочены пять локальных ловушек. Горизонт вскрыт в скважинах 1, 4, 5, 6, 7, 30, 33. Горизонт представлен известняками глинистыми местами окремнелый коричневый, темно-коричневый, бурый местами серый, скрытокристаллический, массивный, трещеноватый, крепкий. Также местами аргиллитом красно-коричневым, слоистым, пелитовым, средней крепости и крепким. Общая толщина горизонта изменяется от 85 м до 100 м, в среднем составляет 94,8 м, Из них эффективная нефтенасыщенная толщина составляет эффективная толщина – от 4,5 см до 83,6 м, в среднем 24,6 м, нефтенасыщенная толщина – от 0,7 м до 14,6 м, в среднем – 8,3 м.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости изменяется 0,01 - 0,13 д.ед., в среднем – 0,02 д.ед., проницаемость – 0,08 – 4,94 мкм², в среднем – 1,31 мкм².

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,07 – 0,16 д.ед., в среднем – 0,11 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,50-0,69 д.ед., в среднем – 0,60 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем – 0,258 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем 11.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,632

мкм².

Характеристика толщин пластов приведена в таблице 2.2.2.

Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта) приведены в таблице 2.2.3.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности приведена в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Горизонт
Общая	Средняя, м	8
	Коэффициент вариации, д.ед.	94,8
	Интервал изменения, м	0,043
Нефтенасыщенная	Средняя, м	85,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	8,3
	Интервал изменения, м	0,529
Эффективная	Средняя, м	0,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	24,5
	Интервал изменения, м	0,949

Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, д.ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
Ф-1	8	0.258	0.940	0.046-0.871	11	0.563	3-24

Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
<i>Горизонт br-I</i>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	3	-
	Количество определений, шт.	12	14	-
	Среднее значение	1,31	0,02	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,085	1,271	-
	Интервал изменения	0,08	0,01	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	8	8
	Количество определений, шт.	-	35	35
	Среднее значение	-	0,11	0,60
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,207	0,085
	Интервал изменения	-	0,07	0,50
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	3	-	-
	Количество определений, шт.	3	-	-
	Среднее значение	0,632	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,025	-	-
	Интервал изменения	0,243	-	-

2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

Изучение состава и свойств нефти и воды месторождения проводилось в период 2017-2020гг. в лабораториях АО «Саутс-Ойл» и ТОО «научный аналитический центр».

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 3 проб из 3 скважин (4, 5, 7).

В процессе лабораторных исследований проб нефти, отобранных в поверхностных условиях определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, температура застывания, кинематическая вязкость при 200С, углеводородный и фракционный составы. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Горизонт Ф-1. В районе скважин 5 и 7 по 3 пробам плотность нефти изменяется от 0,7654 г/см³ до 0,811 г/см³, в среднем составляя 0,791 г/см³ характеризуется как очень лёгкая, нефть как малопарафинистая в скважине 7 (0,8% масс) так и парафинистая в скважине 5 (2,2% масс), малосернистая - от 0,109% масс до 0,916% масс, в среднем 0,51% масс. Кинематическая вязкость при 20°С – от 2,06 мм²/с до 3,62 мм²/с, в среднем составляя 2,84 мм²/с нефть относится к маловязким. Температура застывания нефти до -15°С, начало кипения 76,8°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200оС – 49,1% об, керосиновых до 300°С – 65,1% об.

В районе скважины 4 по 2 пробам плотность нефти изменяется от 0,7844 г/см³ до 0,8007 г/см³, в среднем составляя 0,793 г/см³ характеризуется как очень лёгкая, нефть высокопарафинистая (10,0% масс), малосернистая (0,097% масс). Кинематическая вязкость при 20°С – 2,5 мм²/с нефть относится к маловязким. Температура застывания нефти до -1°С, начало кипения 74,0°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 50,4% об, керосиновых до 300°С – 67,0% об.

В целом нефть залежи горизонта Ф-1 по плотности относится к очень лёгким, парафинистым, малосернистым, маловязким.

Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях по горизонтам представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 Физико-химические свойства и состав нефти в поверхностных условиях

№№ скв.	Интервал перфорации,м	Горизонт	Плотность нефти при 20 ⁰ С, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с				Температура застывания, ⁰ С	Содержание, % масс			Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	Фракционный состав по Энглеру, % об			Дата отбора проб	Организация, проводившая исследования
				20 ⁰ С	40 ⁰ С	50 ⁰ С	60 ⁰ С		парафина	серы	механических примесей		НК	200 ⁰	300 ⁰		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
5	1336,5-1340,5 1341,5-1344,5 1345,5-1349,5 1355,5-1357,0 1359,0-1360,0 1361,0-1363,0 1366,0-1369,0	Ф-1	0,7972	3,62	-	-	-	-11	2,2	0,109	0,03	24,35	79,6	48,0	64,8	18.12.2017г	ИЛ ТОО "Саутс-Ойл"
	1336,5-1349,5		0,811	-	6,113	5,424	4,01	-	-	-	2,9	69,6	-	-	-	25.02.2018г	ТОО "НАЦ"
7	1354,0-1355,5 1356,4-1358,4 1359,5-1361,0 1363,3-1365,3 1368,0-1369,0		0,7654	2,06	-	-	-	-15	0,8	0,916	0,08	180,75	73,9	50,1	65,4	14.03.2020г	ИЛ ТОО "Саутс-Ойл"
Среднее значение			0,791	2,84	6,11	5,42	4,01		1,50	0,51	1,00	91,57	76,8	49,1	65,1		
4	1447,5-1449,5	Ф-1	0,7844	2,5	-	-	-	-1	10	0,097	0,05	271,11	74,0	50,4	67,0	05.03.2018г	ИЛ ТОО "Саутс-Ойл"
	1412,0-1417,21		0,8007	-	6,223	5,536	4,387	-	-	-	2,7	68,7	-	-	-	30.05.2018г	ТОО "НАЦ"
Среднее значение			0,793	2,5	6,223	5,536	4,387		10,0	0,097	1,38	169,9	74,0	50,4	67,0		
Сред.знач. по Ф-1			0,792	2,67	6,17	5,48	4,20		5,8	0,30			75,4	49,7	66,1		

Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические исследования пластовой нефти по 2 пробам из скважин 4 и 5 выполнены в лаборатории ТОО «Научный Аналитический Центр».

Отбор и доставку проб осуществили Заказчики. Пробы отобраны пробоотборником ВПП-300, объем контейнера - 300 см³.

Исследования пластовой (глубинной) пробы нефти производилось на установке УИПН-400 (пр-во Россия) согласно нормативным документам 153-39.2-048-2003 «Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

При пластовом давлении и температуре проведены исследования РV-соотношения и однократное разгазирование. Вязкость флюида определялась с помощью вискозиметра высокого давления.

По результатам опыта однократного разгазирования проб пластовой нефти получены основные параметры – давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, усадка, плотность пластовой и разгазированной нефти, вязкость пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти.

Горизонт Ф-1. В районе скважины 5 плотность пластовой нефти составляет 0,7514 г/см³, вязкость - 3,42мПа·с. Давление насыщения составляет 1,6 МПа, пластовое давление – 11,38 МПа. Газосодержание составляет 44,38 м³/т при объемном коэффициенте 1,077 д.ед. соответственно пересчетный коэффициент 0,929, коэффициент растворимости газа 22,454 м³/м³*МПа, усадка нефти 7,19%.

В районе скважины 4 плотность пластовой нефти составляет 0,8232 г/см³, вязкость –2,81мПа·с. Давление насыщения составляет 1,4 МПа, пластовое давление – 12,7 МПа. Газосодержание составляет 26,06 м³/т при объемном коэффициенте 1,104 д.ед. соответственно пересчетный коэффициент 0,906, коэффициент растворимости газа равен 15,0713 м³/м³*МПа, усадка нефти - 6,85%.

Результаты лабораторных исследований глубинных проб нефти приведены в таблице 2.3.2. Принятые подсчетные параметры нефти представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.2 - Свойства нефти в пластовых условиях

№ скв.	Интервал перфорации,м	Горизонт	Глубина отбора, м	№проб	Давление, МПа		Пластовая температура, °C	Газосодержание		Объёмный коэффициент, д.ед.	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см³		Вязкость пластовой нефти,мПа*с	Коэффициент растворимости газа, м³/м³* МПа	Дата отбора	Организация, проводившая исследования
					пластовое	насыщения		м³/м³	м³/т			пластовой	сепарированной				
5	1336,5-1349,5	Ф-1	-	1	11,38	1,6	61,2	35,93	44,38	1,077	7,19	0,7514	0,8096	3,42	22,454	25.02.2018г	ТОО "НАЦ"
4	1412,0-1417,21		-	1	12,7	1,4	63,6	21,10	26,06	1,104	6,85	0,8232	0,8096	2,81	15,0713	30.05.2018г	ТОО "НАЦ"
Сред.знач. по Ф-1					12,04	1,5	62,4	28,51	35,22	1,091	7,02	0,7873	0,8096	3,11	18,763		

Таблица 2.3.3 - Принятые подсчетные параметры нефти

ЗАЛЕЖЬ (РАЙОН СКВАЖИН)	ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ В ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ, Г/СМ³	ОБЪЁМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ	ПЕРЕСЧЁТНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ, Д.Е.	ГАЗСОДЕРЖАНИЕ, М³/Т
Горизонт Ф-1				
Блок I	0,791	1,077	0,929	44,38
Блоки II, III (Р-н скв.1 и 9)	0,791*	1,077*	0,929*	44,38*
*ПО АНАЛОГИИ С БЛОКОМ I				
РАЙОН СКВ.4	0,793	1,104	0,906	26,06
РАЙОН СКВ.30, 33	0,793*	1,104*	0,906*	26,06*
*ПО АНАЛОГИИ СКВ.4				

Компонентный состав растворенного газа

Компонентный состав выделившегося газа определен на хроматографе Agilent Technologies 6890N и Perkin Elmer Clarus 500.

Компонентный состав выделившегося газа при однократном разгазировании глубинных проб изучен по 2 пробам из скважин 4 и 5, из них одна проба из скважины 5 отнесена к некондиционным из-за аномально низкого значения метана (1,691%).

Горизонт Ф-1. В районе скважины 4 содержание метана составляет 20,39%, этана – 15,38%, пропана – 11,48%, бутанов – 15,26%, азота и углекислого газа - 1,19% и 5,27% соответственно. Относительная плотность по воздуху – 1,232.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как жирный, углекислый и низкоазотистый.

В таблице 2.3.4 приведен компонентный состав выделившегося газа, полученного при однократном разгазировании глубинных проб нефти.

Таблица 2.3.4 - Компонентный состав выделившегося газа при однократном разгазировании глубинных проб

№скв.	Интервал перфорации,м	Горизонт	Содержание компонентов, %													Относительная плотность газа при 20 ⁰ С, кг/м ³	Высшая теплота сгорания, МДж·м ⁻³	Низшая теплота сгорания, МДж·м ⁻³	Дата отбора	Организация исполнитель
			метан СН4	этан С2Н6	пропан С3Н8	н.бутан Н4С10	і-бутан Н4С10	н.пентан С5Н12	і-пентан С5Н12	гексан С6Н14	гептан С7Н16	октан С8Н18	нонан С9Н20	Углекислый газ СО2	азот N2					
5*	1336,5-1349,5	Ф-1	1,691	8,620	29,53	21,66	9,253	8,331	7,814	7,215	2,004	0,076	0,292	2,949	0,57	1,779	103,11	95,04	25.02.2018г	ТОО "НАЦ"
4	1447,5-1449,5		20,39	15,38	11,48	4,104	11,16	10,05	9,422	8,700	2,416	0,091	0,352	5,270	1,19	1,232	70,93	65,03	30.05.2018г	ТОО "НАЦ"
Сред.знач. по Ф-1			20,39	15,38	11,48	4,104	11,16	10,05	9,42	8,700	2,416	0,091	0,352	5,270	1,19	1,232				

Физические свойства и химический состав пластовых вод

Физико-химические свойства пластовой воды по горизонту Ф-1 на месторождении Северный Кенлык изучены по 3 пробам из скважин 4, 6, 7.

Горизонт Ф-1. Минерализация пластовых вод изменяется от 69,5 - 73,4 г/дм³, плотность вод при 200С – 1,040 - 1,048 г/см³, среда воды слабокислая рН=6,2-6,5. Содержания хлора – 46264,5 – 49278,75 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 16879,16 – 20504,98 мг/дм³, кальция – 1580,0 – 5606,0 мг/дм³, магния - 543,0-1082 мг/дм³, сульфатов – 510,0 – 635,0 мг/дм³, гидрокарбонатов – 257,0 – 559,0 мг/дм³.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды горизонта Ф-1 относятся к высокоминерализованным рассолам хлоридно-кальциевого типа.

Пластовые воды для получения микроэлементов в промышленных целях непригодны.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Химический состав и физические свойства пластовой воды месторождения Северный Кенлык приведены в таблице 2.3.5.

2.4. Физико-гидродинамическая характеристика

Лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения на образцах керна не проводились.

Таблица 2.3.5 - Химический состав и физические свойства пластовой воды месторождения Северный Кенлык

№№ скв.	Интервал перфорации,м	Горизонт	Дата анализа	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	рН	Компонентный состав: мг/дм ³ , мг-экв/дм ³						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая минерализация, г/дм ³	Коэффициент метаморфизации			Жесткость общ, мг-экв/л.	Тип воды по В.А.Сулину	Температура, °С	Организация, проводившая исследования
						Катионы			Анионы					rNa rCl	rCa rMg	rCl-rNa rMg				
						Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻									
4	1447,5-1449,5	Ф-1	05.03.2018г	1,045	6,5	18014,56	1580,0	543,0	48586,0	520,0	257,0	69500,56	69,5	0,57	1,77	13,15	-	ХК	52,4	ИЛ ТОО "Саутс-Ойл"
						783,24	79,0	44,51	1368,62	10,83	4,21									
Среднее значение:				1,045		18014,56	1580,0	543,0	48586,0	520,0	257,0	69500,6	69,5							
6	1358,5-1359,5 1361,5-1362,5 1366,5-1367,5 1368,0-1370,0	Ф-1	05.12.2018г	1,048	6,2	16879,16	5606,0	1082,0	46264,5	510,0	559,0	70900,66	70,9	0,51	1,44	8,86	-	ХК	50,0	ИЛ ТОО "Саутс-Ойл"
						516,50	80,3	55,8	1010,7	10,6	5,9									
7	1354,0-1355,5 1356,4-1358,4 1359,5-1361,0 1363,3-1365,3 1368,0-1369,0	Ф-1	14.03.2020г	1,040	6,2	20504,98	1809,0	878,0	49278,75	635,0	295,03	73400,76	73,4	0,64	1,26	6,90	-	ХК	44,0	ИЛ ТОО "Саутс-Ойл"
						891,52	90,45	72,0	1388,13	13,2	4,84									
Среднее значение:				1,044	6,2	18692,1	3707,5	980,0	47771,6	572,5	427,0	72150,7	72,2							
Среднее значение по горизонту Ф-1				1,044	6,3	18466,2	2998,3	834,3	48043,1	555,0	370,3	71267,3	71,3							

2.5. Запасы нефти и газа

Отчет по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык Карагандинской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.07.2021 г. (протокол ГКЗ РК №2409-22-У от 08.02.2022г..) выполнен по результатам бурения 8 скважин (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33), которые находятся в пределах площади продуктивности.

По результатам пластовой корреляции скважин с привлечением данных опробования, интерпретации материалов ГИС залежи нефти выявлены в отложениях фундамента (горизонт Ф-1).

Залежи по характеру насыщения – по данным ГИС выделены нефтяные коллекторы. По типу природного резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически-экранированные.

Площади продуктивности залежей оконтурены согласно структурным построениям. Положение ВНК обосновано по данным опробования и материалов ГИС. По результатам анализов глубинных и поверхностных проб уточнены подсчетные параметры: плотность нефти, объемный коэффициент по установленным залежам. Параметры пористости, насыщенности были приняты по данным ГИС и посчитаны как средневзвешенные значения по каждому блоку, полям.

Запасы нефти оценены по категориям C_1 и C_2 .

Запасы углеводородов подсчитаны объемным методом и в целом по месторождению геологические/извлекаемые составили:

нефти:

по категории C_1 –543/ 154 тыс. т;

по категории C_2 - 225/ 31,4 тыс. т.

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 –18/ 5 млн.м³;

по категории C_2 -7,3/ 0,96 млн.м³.

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 71% и 29%.

В соответствии с принятыми методиками подсчета запасов углеводородов, и обоснованными значениями подсчетных параметров подсчитаны геологические и извлекаемые запасы нефти месторождения по состоянию изученности на 01.07.2021 г. (таблица 2.5.1).

Таблица 2.5.1-Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2021

Зона	Район залежи (блок)	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород,тыс.м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти,г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³
						Открытой пористости	Нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ф-1															
ВН	I	C ₁	515	7,4	3793	0,13	0,57	0,929	0,791	207	0,292	60	44,38	9	3
		C ₂	243	2,6	640	0,13	0,57	0,929	0,791	35	0,146	5	44,38	2	0,2
	II	C ₂	163	0,3	57	0,12	0,65	0,929	0,791	3	0,146	0,4	44,38	0,1	0,02
Всего		C ₁	515		3793					207		60		9	3
		C ₂	406		697					38		5,4		2,1	0,22
ЧН	III (р-н скв.9)	C ₂	20	8,2	164	0,10	0,64	0,929	0,791	8	0,146	1	44,38	0,4	0,04
ВН			71	5,6	399	0,10	0,64	0,929	0,791	19	0,146	3	44,38	0,8	0,1
Всего			91		563					27		4		1,2	0,14
ВН	р-н скв.30	C ₂	205	5,1	1041	0,09	0,63	0,906	0,793	42	0,139	6	26,06	1	0,2
ВН	р-н скв.33	C ₂	304	5,9	1783	0,14	0,66	0,906	0,793	118	0,139	16	26,06	3	0,4
ВН	р-н скв.4	C ₁	950	7,1	6751	0,11	0,63	0,906	0,793	336	0,279	94	26,06	9	2
Итого по месторождению		C ₁	1465		10544					543	0,284	154		18	5
		C ₂	1006		4084					225	0,140	31,4		7,3	0,96

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

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

Для контроля за разработкой месторождения с целью оценки продуктивности скважин, фильтрационных параметров пластов, энергетического состояния залежей рекомендуется выполнение комплекса гидродинамических исследований, включающего в себя исследования методом установившихся отборов (МУО), методом восстановления давления (КВД), замеры забойных и пластовых давлений и температур и т.д. Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационным характеристикам рекомендуется проводить исследования МУО не менее чем на 3 режимах прямым и обратным ходом с отработкой на каждом режиме двое суток.

Всего на месторождении Северный Кенлык опробование горизонта Ф-1 проведены в 17 объектах, из них притоки нефти получены в 3 объектах, притоки нефти с водой – в 5 объектах, притоки воды – в 6 объектах, вода с плёнкой нефти – 3 объектах. Вне горизонта опробованы 4 объекта, в 3 объектах получены притоки воды и в 1 объекте приток не получен.

В пределах $<1 \text{ м}^3/\text{сут}$ дебиты нефти получены в 5 объектах, в пределах $1-10 \text{ м}^3/\text{сут}$ - в 2 объектах, в пределах $10-20 \text{ м}^3/\text{сут}$ - в 1 объекте.

Ниже приводятся подробные сведения по опробованиям по скважинам.

В скважине 1 в интервалах перфорации 1385,0-1388,0 м, 1391,0-1393,0 м получены притоки нефти с водой дебитами: нефти $0,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, воды $12,3 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине 4 в интервалах перфорации 1412,0-1415,0 м, 1417,0-1421,0 м получены притоки нефти с водой ($Q_n=10,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_v=0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$); в интервалах 1423,0-1426,0 м; 1428,0-1434,0 м; 1447,5-1449,5 м были получены притоки нефти.

В скважине 5 в интервалах перфорации 1336-1340,5 м, 1341,5-1344,5 м, 1345,5-1349,5 м получены притоки нефти с водой ($Q_n=9,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_v=0,4 \text{ м}^3/\text{сут}$); в интервалах 1355,5-1357,0 м, 1359,0-1360,0 м, 1361,0-1363,0 м, 1366,0-1369,0 м – слабый приток нефти с водой; в интервалах 1389,5-1390,5 м, 1396,5-1398,0 м; в интервалах 1409,0-1418,0 м и 1418,5-1429,0 м получены притоки воды.

В скважине 6 в интервале перфорации 1358,5-1370,0 м – приток воды с плёнкой нефти, в интервалах перфорации 1401,0-1409,5 м, 1428,0-1442,0 м, 1444,5-1452,0 м получены притоки воды.

В скважине 7 в интервале перфорации 1354,6-1372,0 м получены притоки нефти с водой дебитами: нефти $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, воды $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине 30 в интервале перфорации 1374,0-1405,0 м получен приток воды с плёнкой нефти.

В скважине 33 в интервале перфорации 1404,0-1410,0м получен приток воды с плёнкой нефти.

В арыкумских отложениях (ниже горизонта М-II-2) в скважине 1 в интервале перфорации 1338,5-1340,0м, в скважине 30 в интервале 1334,0-1342,0м были получены притоки воды.

Ниже продуктивного горизонта Ф-1 в скважине 6 в интервале перфорации 1463,5-1476,5 м получен приток воды, в скважине 33 в интервале 1568,0-1595,0м приток не получен. Результаты опробования скважин приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Результаты опробования скважин месторождения Северный Кенлык

№ скважин	Дата опробования	Альтитуда ротора, м	Интервал опробования, м		Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм х м	Способ вскрытия горизонта	Способ вызова притока	Диаметр штуцера, мм	Фактич. Время работы штуцера, час	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебит, м³/сут		Коэффициент продуктивности м³/сут*МПа	Среднединамический уровень	Пластовая температура, °С	Примечание
	начало		каротаж отм. абсолют. отм.								пластовое	забойное	затрубное	трубное		нефти	воды				
	окончание		кровля	подошва																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Горизонт Ф-1																					
1	05.02.2016г 15.03.2016г	67,34	1385,0 -1317,7 1391,0 -1323,7	1388,0 -1320,7 1393,0 -1325,7	1413,86	73х 1364,5	4505 Power Jet 17 отв/м	Механич.	-	-	-	-	0,5	0,2	-	0,2	12,3	-	-	-	Содержание воды 99%, плотность воды 1,03 г/см³
4	01.05.2018г 25.05.2018г	69,03	1412,0 -1343,0 1417,0 -1348,0	1415,0 -1346,0 1421,0 -1352,0	1493,31	73х 1412	4505 Power Jet 17 отв/м	Механич.	-	-	-	-	-	-	-	10,8	0,3	-	-	-	Содержание воды 3%
	12.04.2018г 30.04.2018г	69,03	1423,0 -1354,0	1426,0 -1357,0	1493,31	73х 1423	4505 Power Jet 17 отв/м	Свабиров.	-	-	-	-	-	-	-	Приток нефти		-	-	-	Нефть 100%
	21.03.2018г 11.04.2018г	69,03	1428,0 -1359,0 1432,0 -1363,0	1431,0 -1362,0 1434,0 -1365,0	1493,31	73х 1428	4505 Power Jet 17 отв/м	Свабиров.	-	-	-	-	-	-	-	Приток нефти		-	-	-	-
	01.03.2018г 20.03.2018г	69,03	1447,5 -1378,5	1449,5 -1380,5	1493,31	73х 1450	4505 Power Jet 17 отв/м	Свабиров.	-	-	-	-	-	-	-	Приток нефти		-	-	-	-
5	20.09.2017г 01.12.2017г	77,63	1336,5 -1258,9 1341,5 -1263,9 1345,5 -1267,9	1340,5 -1262,9 1344,5 -1266,9 1349,5 -1271,9	1383,0	73х 1336,5	4505 Power Jet 17 отв/м	Механич.	-	-	-	-	-	-	-	9,3	0,4	-	-	-	Содержание воды 4%
	22.09.2017г 15.10.2017г	77,63	1355,5 -1277,9 1359,0 -1281,4 1361,0 -1283,4 1366,0 -1288,4	1357,0 -1279,4 1360,0 -1282,4 1363,0 -1285,4 1369,0 -1291,4	1383,0	73х 1355,5	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Слабый приток нефти с водой		-	-	-	-
	10.09.2017г 21.09.2017г	77,63	1389,5 -1311,9 1396,5 -1318,9	1390,5 -1312,9 1398,0 -1320,4	1435,0	73х 1389,5	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды		-	-	-	Плотность воды 1,04 г/см³
	30.08.2017г 08.09.2017г	77,63	1409,0 -1331,4 1411,5 -1333,9 1413,0 -1335,4 1416,0 -1338,4	1410,0 -1332,4 1412,5 -1334,9 1415,0 -1337,4 1418,0 -1340,4	1435,0	73х 1409	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды					Плотность воды 1,03 г/см³

продолжение табл.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
5	<u>20.08.2017г</u> 29.08.2017г	77,63	<u>1418,5</u> -1340,9 <u>1423,0</u> -1345,4 <u>1425,0</u> -1347,4	<u>1419,5</u> -1341,9 <u>1424,0</u> -1346,4 <u>1429,0</u> -1351,4	1435,0	73х 1409	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды		-	-	-	Плотность воды 1,03 г/см ³
6	<u>12.11.2017г</u> 27.11.2017г	75,65	<u>1358,5</u> -1282,9 <u>1361,5</u> -1285,9 <u>1366,5</u> -1290,9 <u>1368,0</u> -1292,4	<u>1359,5</u> -1283,9 <u>1362,5</u> -1286,9 <u>1367,5</u> -1291,9 <u>1370,0</u> -1294,4	1390,0	73х 1305	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	0	0	-	Приток воды с пленкой нефти		-	-	-	-
	<u>26.10.2017г</u> 11.11.2017г	75,65	<u>1401,0</u> -1325,4 <u>1404,0</u> -1328,4 <u>1408,5</u> -1332,9	<u>1402,0</u> -1326,4 <u>1405,0</u> -1329,4 <u>1409,5</u> -1333,9	1420,0	73х 1410	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	0	0	-	Приток воды		-	-	-	Плотность воды 1,01 г/см ³
	<u>18.10.2017г</u> 25.10.2017г	75,65	<u>1428,0</u> -1352,4 <u>1431,0</u> -1355,4 <u>1437,0</u> -1361,4	<u>1429,0</u> -1353,4 <u>1432,0</u> -1356,4 <u>1442,0</u> -1366,4	1494,48	73х 1428	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	0	0	-	Приток воды		-	-	-	Плотность воды 1,01 г/см ³
	<u>11.10.2017г</u> 18.10.2017г	75,65	<u>1444,5</u> -1368,9 <u>1451,0</u> -1375,4	<u>1448,0</u> -1372,9 <u>1452,0</u> -1376,4	1494,48	73х 1445,5	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	0	0	-	Приток воды		-	-	-	Плотность воды 1,01 г/см ³
7	<u>01.03.2020г</u> 07.03.2020г	79,86	<u>1354,6</u> -1274,7 <u>1356,5</u> -1276,6 <u>1359,5</u> -1279,6 <u>1363,3</u> -1283,4 <u>1368,0</u> -1288,1 <u>1370,5</u> -1290,6	<u>1355,6</u> -1275,7 <u>1358,4</u> -1278,5 <u>1361,0</u> -1281,1 <u>1365,3</u> -1285,4 <u>1369,0</u> -1289,1 <u>1372,5</u> -1292,1	1452,39	73х 1317	4505 Power Jet 17 отв/м	Механич.	-	-	-	-	-	-	-	1,6	0,1	-	-	-	Содержание воды 2%
30	<u>10.05.2015г</u> 15.06.2015г	59,38	<u>1374,0</u> -1314,6 <u>1394,0</u> -1334,6	<u>1384,0</u> -1324,6 <u>1405,0</u> -1345,6	1587,04	73х 1363	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды с пленкой нефти		-	-	-	Плотность воды 1,02 г/см ³
33	<u>29.06.2015г</u> 21.07.2015г	66,89	<u>1404,0</u> -1337,1	<u>1410,0</u> -1333,1	1450,0	73х 1386, 36	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды с пленкой нефти		-	-	-	Плотность воды 1,03 г/см ³

продолжение табл.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Ниже горизонта Ф-1																					
6	<u>25.10.2017г</u> 10.10.2017г	75,65	<u>1463,5</u> -1387,9 <u>1467,0</u> -1391,4 <u>1473,5</u> -1397,9 <u>1475,5</u> -1399,9	<u>1464,5</u> -1388,9 <u>1468,0</u> -1392,9 <u>1474,5</u> -1398,9 <u>1476,5</u> -1400,9	1494,48	73х 1335,9	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды	-	-	-	Плотность воды 1,01 г/см ³	
33	<u>15.06.2015г</u> 28.06.2015г	66,89	<u>1568,0</u> -1501,1 <u>1593,0</u> -1526,1	<u>1570,0</u> -1503,1 <u>1595,0</u> -1528,1	1617,0	73х 1546	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	0	0	-	Приток не получен	-	-	-	-	
Арыкумские отложения (ниже гор. М-II-2)																					
1	<u>16.03.2016г</u> 30.04.2016г	67,34	<u>1338,5</u> -1271,2	<u>1340,0</u> -1272,7	1360,0	73х 1300	4505 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	0	-	-	Приток воды	-	-	-	Плотность воды 1,04 г/см ³	
30	<u>16.06.2015г</u> 10.07.2015г	59,38	<u>1334,0</u> -1274,6	<u>1342,0</u> -1282,6	1368,0	73х 1313, 51	4506 Power Jet 17 отв/м	Компрес.	-	-	-	-	-	-	-	Приток воды	-	-	-	Плотность воды 1,03 г/см ³	

На месторождении Северный Кенлык период испытания проведены замеры пластового давления и температуры, ГДИС методом КВД в скважинах 1, 4, 5, 6, 7.

Таблица 3.1.2 - Результаты гидродинамических исследований скважин

№ скв.	Вид исследований	Сроки проведения работ	Интервал перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Проницаемость, мД	Коэффициент продуктивности, м³/сут /МПа	Пьезопроводность м²/с	Гидропроводность, м³/МПа*с	Скин-фактор
Горизонт Ф-1										
1	Замер пластового давления	21.03.2016	1385,0-1388,0 1391,0-1393,0	14,4	54	243	2,345	1,06	1,48	-1,2
4	Запись КВД	17-20.03.2018	1423-1426	15,1	54	495	0,108	2,84	2,42	-1,9
5	Запись КВД	01-04.03.2018	1336,5-1340,5 1341,5-1344,5 1345,5-1349,5	12,5	54	1158,38	4,061	1,45	1,61	-1,4
6	Запись КВД	12-15.11.2017	1358,5-1359,5 1361,5-1362,5 1366,5-1367,5 1368,0-1370,0	6,7*	53,2	-	-	-	-	-
7	Запись КВД	08-11.05.2020	1354,6-1355,6 1361,5-1358,4 1359,5-1361,0 1363,3-1365,3 1368,0-1369,0 1370,5-1372,0	7,0*	51,6	-	-	-	-	-

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

На месторождение выделен единственный объект – горизонт Ф-I.

Настоящий проект составлен по состоянию на 01.07.2022 г. на основе утвержденных запасов нефти и газа.

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

В 2011 г. выполнен «Проект поисков залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» (протокол №29 ЦКР от 29.11.2012г), где предусматривалось бурение поисково-разведочных скважин.

В 2012 г. пробурена разведочная скважина 1 до глубины 1700 м, где по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, где при опробовании интервалов 1385-1388 м, 1391-1393 м получены притоки нефти с водой: дебит нефти 0,2 м³/сут, дебит воды 12,3 м³/сут. В арыкумских отложениях при опробовании интервала 1338,5-1340,0 м получен приток воды.

В 2015 г. составлен «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» (протокол ЦКР РК №58/13 от 17.04.2015 г.). Проектом было предусмотрено проведение сейсморазведочных работ 3Д общей площадью 126 кв.км и бурение 3 скважин на месторождении Северный Кенлык.

В 2015 г. в пределах месторождения пробурены разведочные скважины 30 и 33 общим метражом 3237 м, вскрывшие отложения фундамента.

Скважина 30 пробурена до глубины 1600 м, в разрезе скважины по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. Скважина находится в консервации.

Скважина 33 пробурена до глубины 1637 м, в разрезе скважины по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

В 2017 г. составлено «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на Контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» (протокол ЦКР РК №83/8 от 31.03.2017 г.).

В 2017-2019 гг. на месторождении пробурены 4 оценочные скважины (4, 5, 6, 7) общим метражом 5984 м, вскрывшие отложения фундамента. Все скважины находятся в консервации.

Скважина 4 пробурена до глубины 1570 м, в разрезе скважины по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтенасыщенные коллекторы.

Скважина 5 пробурена до глубины 1450 м, где по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтеводонасыщенные коллекторы.

Скважина 6 пробурена до глубины 1500 м, где по данным ГИС в отложениях

фундамента выделены нефтеводонасыщенные коллекторы.

Скважина 7 пробурена до глубины 1464 м, где по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтеводонасыщенные коллекторы.

В 2021 г. пробурена скважина 9, где по данным ГИС в отложениях фундамента выделены нефтенасыщенные толщины.

По состоянию на 01.07.2022 г. пробуренный фонд скважин на месторождении Кенлык Северный составил 8 единиц (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33), из них 1 скважина (33) ликвидирована по геологическим причинам, 1 скважина (9) в освоении (табл. 3.2.1).

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин. Месторождение Кенлык Северный

№№ п/п	Наименование	I объект	к-во
		PZ	
	Фонд скважин		8
I.	Эксплуатационный фонд	0	0
	Фонтанный	0	0
	Винтовые насосы	0	0
	ЭЦН	0	0
	ШГН	0	0
I.1.	Действующий фонд, в т.ч.	0	0
I.2.	В бездействии	0	0
I.3.	В освоении и обустройстве	9	1
II.	В консервации	1, 4, 5, 6, 7, 30	6
III.	Ликвидированный фонд	33	1

Пробная эксплуатация месторождения Северный Кенлык не проводилась.

По мере разбуривания месторождения скважины вводились в испытание в течение трех месяцев.

За время испытания было добыто 1,037 тыс.т. нефти, 1,352 тыс. т жидкости, 0,079 млн. м³ растворенного газа.

На дату составления отчета скважины (1, 4, 5, 6, 7, 30) находятся в консервации.

Техническое состояние скважин приведено в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Техническое состояние скважин по состоянию на 01.07.2022 г.

№ П/П	№ скв.	Категори я	Начало бурения	Конец бурения	Глубина бурения (м)		Горизонт		Конструкция скважины								Состояние
					проект.	факт.	проект.	факт	Направление		Кондуктор		Тех.колона		Экс.колона		
									Диаметр/ глубина	Высота подъема цемента	Диаметр/ глубина	Высота подъема цемента	Диаметр/ глубина	Высота подъема цемента	Диаметр/ глубина	Высота подъема цемента	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Горизонт Ф-1																	
1	1	Разв.	02.01.2012г	27.02.2012г	1600	1700	PR	PR	426/40	устье	324/298	устье	245/747	устье	168/1426	устье	в консервации
2	4	Оцен.	03.06.2017г	29.06.2017г	1500	1570	PR	PR	426/40	устье	324/201	устье	245/798	устье	168/1505	устье	в консервации
3	5	Оцен.	02.06.2017г	28.06.2017г	1500	1450	PR	PR	426/40	устье	324/201	устье	245/799	устье	168/1445	устье	в консервации
4	6	Оцен.	11.06.2017г	27.07.2017г	1500	1500	PR	PR	426/40	устье	324/200	устье	245/802	устье	168/1494	устье	в консервации
5	7	Оцен.	13.06.2019г	16.07.2017г	1500	1464	PR	PR	426/40	устье	324/204	устье	245/782	устье	168/1458	устье	в консервации
6	9	Разв.	03.03.2021г	01.04.2021г	1500	1550	PR	PR	426/40	устье	324/200	устье	245/800	устье	168/1520	устье	в освоении
7	30	Разв.	03.04.2015г	29.04.2015г	1600	1660	PR	PR	426/39	устье	324/302	устье	245/745	устье	168/1588	устье	в консервации
8	33	Разв.	28.04.2015г	29.05.2015г	1600	1637	PR	PR	426/32	устье	324/200	устье	245/736	устье	168/1627	устье	ликвидирована по геол. прич.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

Как показали теоретические исследования и эксперименты, а также многолетняя практика разработки нефтегазоводоносных пластов, упругие свойства жидкостей и породы оказывают существенное влияние на показатели разработки залежей.

Эти свойства необходимо учитывать при подсчете запасов нефти и газа, при проектировании разработки месторождений, а также в процессе их эксплуатации.

Известно, что в пластовых условиях в жидкости (нефти) содержится газ как в свободном, так и в растворенном состоянии. Причем, если пластовое давление в процессе эксплуатации превышает давление насыщения жидкости газом, то весь пластовый газ находится в растворенном состоянии и к забоям скважин поступает однородная (однофазная) жидкость (нефть). В этом случае источником пластовой энергии является упругая деформация пласта и упругость насыщающей его жидкости, и режим пласта называется упругим. При этом в начальной стадии эксплуатации упругие свойства проявляются лишь в окрестности скважины и с течением времени происходит перераспределение давления вплоть до контура пласта.

Если пласт является закрытым (например, выклинивается или ограничен непроницаемыми сбросами), то он работает на истощение и режим пласта называется замкнуто-упругим.

В большинстве случаев источником энергии вытеснения нефти из пласта к забоям скважин является естественный или создаваемый напор контурными и подошвенными водами. В этом случае режим пласта характеризуется как упруго-водонапорный.

С использованием предельной весовой обводненности, определенной через экономические показатели, определяем предельные нефтенасыщенные толщины пластов для размещения скважин.

$$h_{\text{внз. мин}} = \frac{h_{\text{внз}}}{1 + \frac{A_2 \mu_v \rho_n}{(1 - A_2) \mu_n \rho_v}}; \quad (3.3.1);$$

Где, $h_{\text{внз}}$ - средняя эффективная мощность водонефтяной зоны, м (8,0м);

μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа*с (3,11мПа*с);

μ_v – вязкость воды, мПа*с (0,41мПа*с);

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³ (787кг/м³);

ρ_v – плотность воды в поверхностных условиях, кг/м³ (1044кг/м³);

v – объемный коэффициент (1,091);

A_2 – 0,95%.

На основе расчетов, размещение скважин для бурения в пластах с мощностями менее 5,1 м нецелесообразно. В таблице 3.3.1 приведены исходные данные для расчета минимальных толщин, меньше которых не рекомендуется закладывать скважины.

Таблица 3.3.1- Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин

Параметры	И объект
hвнз, м	7,3
μ_n , мПа*с	3,11
μ_v , мПа*с	0,41
ρ_n , кг/м ³	787
ρ_v , кг/м ³	1044
B	1,091
A_2 , %	0,95
hвнз.мин, м=	5,1

Для расчета КИН залежей, разрабатываемым на естественном пластовом режиме рекомендуется формула Американского нефтяного института:

Расчет КИН на упругом режиме:

$$\eta = 0,418 * \left[\frac{m * (1 - S_w)}{B_{ов}} \right]^{0,1611} * \left(\frac{k}{\mu_{ов}} \right)^{0,0979} * S_w^{0,3722} * \left(\frac{P_v}{P_m} \right)^{0,1147} \quad (3.3.2);$$

где:

m – пористость, $m = 0,13$;

k – средняя проницаемость = 0,636мкм²

S_w – насыщенность пласта связанной водой, $S_w = 0,37$;

$B_{ов}$ – объемный пластовый фактор нефти при давлении насыщения, $B_{ов} = 1,09$ д.ед;

$\mu_{ов}$ – вязкость нефти при давлении насыщения=3,11мПа*с

P_v – давление насыщения=1,5 МПа

средневзвешенное давление забрасывания разработки(давление при котором дальнейшая разработка считается нерентабельной (минимальный рентабельный

P_m дебит) =0,0184 МПа.

С учетом представленной формулы, был произведен расчет извлекаемых запасов, после чего, с учетом предлагаемых систем разработки, различающихся количеством запланированных к бурению скважин, проведен технико-экономический расчет представленных вариантов разработки.

Необходимо отметить, что согласно проведенным в 2020 году гидродинамическим исследованиям, пластовое давление находится на достаточно высоком уровне, близком к начальным, в связи с чем, можно предположить достаточно большой запас упругой энергии, который позволит достичь предлагаемых извлекаемых запасов, с учетом снижения $P_{заб}=P_{нас}$.

Утвержденный КИН по I объекту (палеозойские залежи PZ-I) месторождения Северный Кенлык составляет 0,284 д.ед.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствие с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» [8] эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

На основе анализа строения геологии продуктивных залежей, сейсмических данных, разведанности, и по состоянию запасов нефти на месторождении Кенлык Северный, выделен 1 эксплуатационный объект:

I объект – палеозойские залежи PZ-I.

Разработка палеозойского горизонта будет вестись ранее пробуренными скважинами на естественном режиме истощения пластовой энергии.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Месторождение Северный Кенлык. Геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта

Параметры	I объект
	PZ-I
Средняя глубина залегания, м	1280
Абсолютная отметка ВНК, м	-1292,1
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически экранированная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности категории C ₁ , тыс.м ²	1510
Средняя общая толщина, м	94,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,1
Пористость, доли ед.	0,13
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,57
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,257
Коэффициент расчлененности, доли ед.	11
Начальная пластовая температура, °C	62,4
Начальное пластовое давление, МПа	15,1
Текущее пластовое давление, МПа	12,04

Продолжение таблицы 3.4.1.

Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,787
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,792
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,11
Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с	2,67
Объемный коэффициент, доли ед.	1,091
Содержание серы в нефти, %	0,30
Содержание парафина в нефти, %	5,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,5
Газосодержание нефти, м ³ /т	35
Плотность воды, г/см ³	1,044
Начальные геологические запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	578

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Разбуривание месторождение осуществлялся в основном вертикальными скважинами.

При обосновании целесообразности размещения добывающих скважин в периферийных водонефтяных частях залежи, предельная нефтенасыщенная толщина определялась по формуле:

$$\left(\frac{h_{\min} \text{ВНЗ}}{h} \right)^2 = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \right) \times \frac{\mu_e}{\mu_n} \times \frac{\gamma_n}{\gamma_e} \right]} \quad (3.4.1);$$

где $h_{\min} \text{ВНЗ}$ - нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м;

h - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина водонефтяной зоны;

μ_n и μ_a – соответственно вязкость нефти и закачиваемого агента в пластовых условиях;

γ_n и γ_a - соответственно плотность нефти и закачиваемого агента в пластовых условиях;

A_2 - предельная массовая доля воды в дебите жидкости эксплуатационных скважин. Она определяется с учётом предельно допустимой стоимости добычи тонны нефти (C_{np}), нормативов текущих экономических затрат на одну работающую скважину (3_T^*), единицу текущего дебита жидкости (3_T^{**}), амплитудного дебита на скважину (q_0) и μ_0 - параметра влияния различных физических свойств нефти и вытесняющего агента:

$$A_2 = 1 - \frac{3_m^* + 3_m^{**} * q_0 * (1 + \varepsilon_B) * \mu_0}{C_{np} * q_0 + 3_m^{**} * q_0 * (\mu_0 - 1)}; \quad (3.4.2);$$

Для основных расчетных вариантов разработки значение предельной

нефтенасыщенной толщины имеет различное значение, так как в зависимости от температуры и свойств закачиваемого агента (холодной, горячей, пара и раствора полимера) меняются входящие параметры определяющей формулы: вязкость и плотность нефти и закачиваемого агента.

Для достижения максимально возможного коэффициента охвата дренированием и корректной оценки вариантов разработки предельная толщина продуктивного пласта для размещения скважин: в пределах 4 метровой изопахиты.

Расчеты технологических показателей осуществлялись с применением современных персональных электронно-вычислительных машин на основе программного комплекса с использованием прикладных программ фирмы Microsoft. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Дебиты новых скважин обосновывались с учетом количества исследованных скважин, показателя зональной неоднородности по продуктивности и коэффициента надежности ξ :

$$\xi = \xi_1 * \xi_2 * \xi_3; \quad (3.4.3);$$

ξ_1 – коэффициент, гарантирующий с надежностью не менее 90 %, подтверждения проектных дебитов при ограниченном количестве исследованных скважин;

$$\xi_1 = 1 - 1,3 \sqrt{\frac{n_0 - n_u}{n_0 + V^2}} * \sqrt{\frac{V^2_{\eta}}{n_u}} \quad (3.4.4);$$

где: n_0 – количество проектных скважин;

n_u – количество исследованных скважин;

V^2_{η} - показатель неоднородности скважин по коэффициенту продуктивности;

ξ_2 – коэффициент, учитывающий прерывистость и зональную неоднородность по проницаемости продуктивных пластов и масштаб изменения коллекторских свойств;

$$\xi_2 = \frac{1}{\left(1 + 2,3 * W^2 * S' / d^2\right) * \left(1 + \sqrt{0,15 * V^2_3 * S' / d^2}\right)} \quad (3.4.5);$$

где S' – площадь, приходящаяся на одну скважину;

V^2_3 – показатель зональной неоднородности;

W^2 – доля неколлектора;

d^2 – шаг случайного изменения коллекторских свойств;

ξ_3 – коэффициент эксплуатации скважин, показывающий долю ее рабочих дней в году.

Исходные характеристики, такие как зональная неоднородность по удельной продуктивности, неоднородность пластов по проницаемости, неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности, шаг случайного изменения коллекторских свойств для расчёта технологических показателей рассчитывались по имеющимся данным исследования скважин месторождения.

Системы разработки нефтегазовых месторождений классифицируются на системы с воздействием и без воздействия, а также по сетке расположения скважин.

Прогнозные дебиты скважин заложены с учетом фактических промысловых данных (акты опробования, эксплуатационные рапорта).

Забойное давление добывающих скважин определялся, исходя из максимума общего дебита на проектную скважину, с учетом снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения согласно данным исследований скважин. Зависимость уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения устанавливался по результатам гидродинамических исследований скважин при установившемся режиме работы скважин.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из анализа разработки месторождений, с учетом существующего представления о геологическом строении залежей, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах.

В настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин, объемом и графиком бурения. Во всех вариантах разработка месторождения осуществляется на режиме истощения пластовой энергии (упруговодонапорный режим).

Вариант 1 – разработка месторождения осуществляется существующим фондом скважин. Вывод из консервации 3 скважин (4, 5, 7).

Вариант 2 – предусмотрено бурение 2 (10, 11) добывающей скважины в 2024-2025 гг., также вывод из консервации 3 скважин. Общее количество добывающих скважин – 5 ед.

Вариант 3 – система разработки такая же, как во втором варианте. Предусмотрено дополнительное бурение 1 (12) добывающей скважины в 2026 г. Общее количество добывающих скважин – 6 ед.

Таблице 3.4.2.1 - Обоснование дебита нефти новых скважин

Дата ввода из бурения	2+3 вариант	
	2024	2025
Район скважин	№4	№5 и №7
Депрессия, атм	0,31	
Куд.прод, (м ³ /сут)/(атм)/м	2,171	
Нэфф, м	10	12
qнефти, т/сут	6,7	8,1

Следует отметить, что с учетом небольших запасов, ограниченности по площади, рассмотреть вариант с поддержанием пластового давления, не представляется возможным, в связи с чем, все варианты рассчитаны с разработкой на естественном режиме.

В таблице 3.4.2.2 приведены исходные технологические характеристики объектов разработки по рекомендуемому варианту.

Таблица 3.4.2.2 – Основные исходные характеристики объектов разработки по рекомендуемому варианту разработки

Характеристики	I объект
Режим разработки	на режиме истощения пластовой энергии
Система размещения скважин	избирательная
Количество скважин: добывающих, ед.	5
Ввод из бурения, ед.	2
Режим работы скважин, МПа добывающих	$R_{зab} \geq R_{нас}$
Кoeff. использования фонда, д.ед.	0,9
Кoeff. эксплуатации скважин, д.ед.	0,9
Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	12,04/5,0/1,5
Отношение пластового давления к забойному давлению	12,0/5,0
Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	35
Объем добычи углеводородов, тыс.т.	154

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

3.5.1 Нормативы капитальных вложений

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Северный Кенлык производился с использованием укрупненных показателей стоимости строительства. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии и технике добычи, подготовке и транспортировке продукции УВ, а также данные по удельным объемам строительства.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, также с характеристиками и количеством оборудования, необходимого для строительства

намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительно-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей вариантов разработки месторождения капитальные затраты оценивались укрупненно в текущих ценах по следующим направлениям:

- затраты на строительство скважин;
- затраты на надземное строительство;
- затраты на инфраструктуру;
- затраты на внешние коммуникации.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производился в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами на единицу в разрезе по следующим объектам:

- бурение 1 добывающей вертикальной скважины – 466 375 тыс. тенге;
- ввод из консервации – 15 100 тыс. тенге;
- установка станка-качалки – 15 686 тыс. тенге;
- обустройство 1 добывающей нефтяной скважины – 7 600 тыс. тенге;
- установка устьевого оборудования для добывающих скважин (АУШГН) – 2 394 тыс. тенге;
- прокладка 1 км выкидных трубопроводов по проектным скважинам – 5 850 тыс. тенге;
- прокладка автомобильных дорог 1 км – 7 800 тыс. тенге;
- ЛЭП 1 км – 3 600 тыс. тенге;
- строительство УПСВ-СК – 1 600 000 тыс. тенге.

За основу стоимости строительства эксплуатационной скважины принята плановая стоимость согласно бюджета недропользователя на 2023 г. по месторождению Северный Кенлык.

Капитальные вложения в объекты подготовки и перекачки нефти, а также в направления, связанные с общепромысловыми задачами рассчитывались с учетом

существующих нормативов по ТОО «САУТС-ОЙЛ».

3.5.2 Нормативы эксплуатационных затрат

Для расчета нормативов эксплуатационных затрат проанализированы затраты недропользователя на основе представленных данных ТОО «САУТС-ОЙЛ» по месторождению Северный Кенлык.

Нормативы эксплуатационных затрат определялись на основе данных о структуре себестоимости нефти и газа, рассчитанных на отчетную дату и представлены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат

Наименование показателей	ЕИ	Значения
1	2	3
Коэффициенты перевода нефти	баррель/тонна	7,23
Минимальный расчетный показатель	тенге	3 180
Стоимость реализации по направлениям		
НЕФТИ		
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК	тенге/тонн	102 000
Реализация по направлениям		
НЕФТИ		
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК	%	100
Транспортные тарифы по направлениям		
НЕФТИ		
НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК	тенге/тонн	1 683
Эксплуатационные затраты		
Условно-постоянные затраты на 1 скважину в год	тыс. тенге/скв.	17 475
Условно-постоянные затраты на 1 работника	тыс. тенге/чел	240,0
Условно-переменные затраты		
на 1 тонну добываемой жидкости	тенге/тонну	963
Численность персонала ППП	чел.	5
Численность персонала АУП	чел.	1
Средняя стоимость покупной электроэнергии для офиса	тенге/кВт-час	19,73
Услуги непроизводственного характера выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	2 680
Общепроизводственные и административные расходы, зависящие от численности АУП	тыс. тенге/1раб. АУП	600,19
Материалы административно-хозяйственного назначения	тыс. тенге/1раб. АУП	216,47
Общие и административные расходы на 1 работника АУП и ОПП	тыс. тенге/чел.	670,32
Затраты на обучение казахстанских специалистов в производственных расходах	%	1
Расходы на НИР и НИОКР	%	1
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Вывод из консервации добывающих скважин	тыс. тенге	15 100
Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	6 939
Затраты на ПВР (дострел, перестрел)	тыс. тенге	2 591
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и ОПВ) на 1 работника ОПП в месяц	тенге	188 667
ФОТ АУП (вкл. ИПН и ОПВ) на 1 работника АУП в месяц	тенге	294 167
Метод начисления амортизации - производственный		
Норма расчета амортизации	%	15
По группам и подгруппам основных средств в целях налогообложения		расчетная
Фискальный режим (Налоги и Платежи)		
КПН	%	20
НДС	%	12

Продолжение таблицы 3.5.2 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат

Наименование показателей	ЕИ	Значения
Отчисления в НПФ	%	10
Социальный налог до 2025 г.	%	9,5
Социальный налог с 2025 г.	%	11
Индивидуальный подоходный налог у источника выплат	%	10
Налог на имущество	%	1,50
ОСМС	%	3
Обязательные профессиональные пенсионные взносы	%	5
Обязательные пенсионные взносы работодателя с 2023 года	%	5
Норматив технологических потерь нефти	%	0,2
Рентный налог на экспортируемую сырую нефть	по шкале НК РК	
НДПИ от объема добычи нефти и газа	по шкале НК РК	
Экспортная таможенная пошлина	по приказу МНЭ РК	

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Коллекторы продуктивного горизонта в литологическом отношении представлены известняками песчанистыми и окремленными. Учитывая тот факт, что на месторождениях с продуктивными карбонатными коллекторами, организация системы ППД осложнена из-за высоких устьевых давлений, то по данному месторождению, на текущем этапе рассмотрены варианты разработки на естественном режиме. Предлагается, что при дальнейшей разработке месторождения, необходимо провести испытания по определению приемистости продуктивных пластов на различных режимах, и по результатам испытаний на приемистость, определить дальнейшую стратегию разработки месторождения.

Размещение проектных скважин на схемах проводилось в пределах контура нефтеносности объектов.

Ввод в эксплуатацию новых скважин из бурения запланирован в период 2024-2025 гг. Проектный коэффициент эксплуатации добывающих скважин в первом году принят на уровне 0,5 д.ед.

В настоящем проекте рассмотрены 3 варианта разработки, различающихся между собой количеством эксплуатационных скважин, объемом и графиком бурения. Во всех вариантах разработка месторождения осуществляется на режиме истощения пластовой энергии (упруговодонапорный режим).

1 вариант разработки месторождения предусматривает ввод из консервации 3 скважин (4, 5, 7) в 2023 г. Проектный фонд добывающих скважин составит 3 ед., однако, по результатам расчета технологических показателей утвержденный КИН не достигается.

2 вариант разработки месторождения предусматривает бурения 2 добывающих скважин в период 2024-2025 гг., также ввод из консервации 3 скважин в 2023 г. Проектный фонд добывающих скважин составит 5 ед., срок разработки составит 18 лет, т.е. до 2042 года.

3 вариант разработки месторождения предусматривает ко второму варианту дополнительно бурение еще 1 добывающей скважины (проектная глубина 1 скв. 1300 м) в 2026 г. Проектный фонд добывающих скважин составит 6 ед., срок разработки составит 16 лет, т.е. до 2040 года.

Схема расположения пробуренных и проектных скважин по объекту приведена на графическом приложении 5. В таблицах 4.1.1-4.1.4 представлены прогнозные технологические показатели разработки по второму варианту (в табличных приложениях приведены прогнозные технологические показатели разработки по 1 и 3 вариантам).

Таблица 4.1.1 – 2 вариант. Месторождение Северный Кенлык. Характеристика основного фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения		Ввод скв.из консервации	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добыв.					всего	мех-х	нефти	жидкости
	ед.	ед.					ед.	ед.	т/сут	т/сут
2023	0	0	3	7	9	0	3	3	10,9	12,7
2024	1	1	0	8	10	0	4	4	7,5	9,9
2025	1	1	0	9	12	0	5	5	6,5	8,9
2026	0	0	0	9	12	0	5	5	6,2	9,2
2027	0	0	0	9	12	0	5	5	5,8	9,1
2028	0	0	0	9	12	0	5	5	5,5	9,0
2029	0	0	0	9	12	0	5	5	5,1	9,0
2030	0	0	0	9	12	0	5	5	4,8	9,2
2031	0	0	0	9	12	0	5	5	4,5	9,8
2032	0	0	0	9	12	0	5	5	4,3	10,4
2033	0	0	0	9	12	0	5	5	4,0	11,0
2034	0	0	0	9	12	0	5	5	3,8	11,8
2035	0	0	0	3	12	0	5	5	3,5	12,5
2036	0	0	0	3	12	0	5	5	3,3	13,4
2037	0	0	0	3	12	3	2	2	4,7	20,1
2038	0	0	0	3	12	0	2	2	4,4	21,9
2039	0	0	0	3	12	0	2	2	4,2	23,8
2040	0	0	0	3	12	0	2	2	4,0	26,0
2041	0	0	0	3	12	0	2	2	3,8	28,3
2042	0	0	0	3	12	0	2	2	3,6	30,9

Таблица 4.1.2– 2 вариант. Месторождение Северный Кенлык. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча нефтяного газа	
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопл
	тыс.т	%	%		%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		млн.м3	млн.м3
2023	12,2	7,9	8,0	13,2	8,6	0,024	14,3	14,3	15,7	15,7	14,3	0,387	0,545
2024	12,1	7,9	8,6	25,3	16,4	0,047	16,1	16,1	31,8	31,8	24,9	0,383	0,929
2025	12,6	8,2	9,8	37,9	24,6	0,070	17,2	17,2	48,9	48,9	26,7	0,399	1,328
2026	12,0	7,8	10,3	49,9	32,4	0,092	17,6	17,6	66,6	66,6	32,2	0,379	1,707
2027	11,3	7,3	10,8	61,1	39,7	0,113	17,6	17,6	84,2	84,2	36,1	0,357	2,064
2028	10,5	6,8	11,3	71,6	46,5	0,132	17,6	17,6	101,7	101,7	40,3	0,332	2,396
2029	9,8	6,3	11,9	81,4	52,8	0,150	17,5	17,5	119,3	119,3	44,3	0,310	2,706
2030	9,1	5,9	12,6	90,5	58,8	0,167	17,9	17,9	137,2	137,2	49,1	0,289	2,995
2031	8,5	5,5	13,4	99,0	64,3	0,182	18,9	18,9	156,1	156,1	54,9	0,270	3,265
2032	8,0	5,2	14,5	107,0	69,5	0,197	20,0	20,0	176,0	176,0	60,0	0,253	3,518
2033	7,5	4,8	15,9	114,5	74,3	0,211	21,1	21,1	197,1	197,1	64,6	0,237	3,754
2034	7,0	4,5	17,6	121,4	78,8	0,224	22,3	22,3	219,4	219,4	68,8	0,221	3,975
2035	6,5	4,2	19,9	127,9	83,1	0,236	23,6	13,7	243,1	243,1	72,6	0,206	4,181
2036	6,0	3,9	23,2	134,0	87,0	0,247	25,1	14,9	268,2	268,2	75,9	0,192	4,373
2037	3,8	2,5	18,9	137,7	89,4	0,254	16,3	16,3	284,4	284,4	76,7	0,120	4,493
2038	3,6	2,3	22,1	141,3	91,8	0,260	17,7	17,7	302,2	302,2	79,7	0,114	4,606
2039	3,4	2,2	27,0	144,7	94,0	0,267	19,3	19,3	321,5	321,5	82,3	0,108	4,715
2040	3,2	2,1	35,0	148,0	96,1	0,273	21,1	21,1	342,5	342,5	84,6	0,103	4,818
2041	3,1	2,0	51,3	151,1	98,1	0,278	23,0	23,0	365,5	365,5	86,6	0,098	4,915
2042	2,9	1,9	99,9	154,0	100,0	0,284	25,0	25,0	390,5	390,5	88,3	0,093	5,008

Таблица 4.1.3 – 2 вариант. Месторождение Северный Кенлык. I объект. Характеристика основного фонда скважин										
Годы	Ввод скважин из бурения		Ввод скв.из консервации	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добыв.					всего	мех-х	нефти	жидкости
	ед.	ед.					ед.	ед.	т/сут	т/сут
2023	0	0	3	7	9,0	0	3	3	10,9	12,7
2024	1	1	0	8	10,2	0	4	4	7,5	9,9
2025	1	1	0	9	11,5	0	5	5	6,5	8,9
2026	0	0	0	9	11,5	0	5	5	6,2	9,2
2027	0	0	0	9	11,5	0	5	5	5,8	9,1
2028	0	0	0	9	11,5	0	5	5	5,5	9,0
2029	0	0	0	9	11,5	0	5	5	5,1	9,0
2030	0	0	0	9	11,5	0	5	5	4,8	9,2
2031	0	0	0	9	11,5	0	5	5	4,5	9,8
2032	0	0	0	9	11,5	0	5	5	4,3	10,4
2033	0	0	0	9	11,5	0	5	5	4,0	11,0
2034	0	0	0	9	11,5	0	5	5	3,8	11,8
2035	0	0	0	9	11,5	0	5	5	3,5	12,5
2036	0	0	0	9	11,5	0	5	5	3,3	13,4
2037	0	0	0	9	11,5	3	2	2	4,7	20,1
2038	0	0	0	9	11,5	0	2	2	4,4	21,9
2039	0	0	0	9	11,5	0	2	2	4,2	23,8
2040	0	0	0	9	11,5	0	2	2	4,0	26,0
2041	0	0	0	9	11,5	0	2	2	3,8	28,3
2042	0	0	0	9	11,5	0	2	2	3,6	30,9

Таблица 4.1.4 – 2 вариант. Месторождение Северный Кенлык. I объект. Характеристика основных показателей разработки													
Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча нефтяного газа	
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		годовая	накопл
		тыс.т	%		%		тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		млн.м3	млн.м3
2023	12,2	7,9	8,0	13,2	8,6	0,024	14,3	14,3	15,7	15,7	14,3	0,387	0,545
2024	12,1	7,9	8,6	25,3	16,4	0,047	16,1	16,1	31,8	31,8	24,9	0,383	0,929
2025	12,6	8,2	9,8	37,9	24,6	0,070	17,2	17,2	48,9	48,9	26,7	0,399	1,328
2026	12,0	7,8	10,3	49,9	32,4	0,092	17,6	17,6	66,6	66,6	32,2	0,379	1,707
2027	11,3	7,3	10,8	61,1	39,7	0,113	17,6	17,6	84,2	84,2	36,1	0,357	2,064
2028	10,5	6,8	11,3	71,6	46,5	0,132	17,6	17,6	101,7	101,7	40,3	0,332	2,396
2029	9,8	6,3	11,9	81,4	52,8	0,150	17,5	17,5	119,3	119,3	44,3	0,310	2,706
2030	9,1	5,9	12,6	90,5	58,8	0,167	17,9	17,9	137,2	137,2	49,1	0,289	2,995
2031	8,5	5,5	13,4	99,0	64,3	0,182	18,9	18,9	156,1	156,1	54,9	0,270	3,265
2032	8,0	5,2	14,5	107,0	69,5	0,197	20,0	20,0	176,0	176,0	60,0	0,253	3,518
2033	7,5	4,8	15,9	114,5	74,3	0,211	21,1	21,1	197,1	197,1	64,6	0,237	3,754
2034	7,0	4,5	17,6	121,4	78,8	0,224	22,3	22,3	219,4	219,4	68,8	0,221	3,975
2035	6,5	4,2	19,9	127,9	83,1	0,236	23,6	13,7	243,1	243,1	72,6	0,206	4,181
2036	6,0	3,9	23,2	134,0	87,0	0,247	25,1	14,9	268,2	268,2	75,9	0,192	4,373
2037	3,8	2,5	18,9	137,7	89,4	0,254	16,3	16,3	284,4	284,4	76,7	0,120	4,493
2038	3,6	2,3	22,1	141,3	91,8	0,260	17,7	17,7	302,2	302,2	79,7	0,114	4,606
2039	3,4	2,2	27,0	144,7	94,0	0,267	19,3	19,3	321,5	321,5	82,3	0,108	4,715
2040	3,2	2,1	35,0	148,0	96,1	0,273	21,1	21,1	342,5	342,5	84,6	0,103	4,818
2041	3,1	2,0	51,3	151,1	98,1	0,278	23,0	23,0	365,5	365,5	86,6	0,098	4,915
2042	2,9	1,9	99,9	154,0	100,0	0,284	25,0	25,0	390,5	390,5	88,3	0,093	5,008

4.2. Экономические показатели вариантов разработки

4.2.1 Общие положения оценки экономической эффективности проекта

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения Северный Кенлык проводилась в соответствии с требованиями нормативного документа «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения Северный Кенлык с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящем разделе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду;
- учет влияния инфляции на ценность денежных средств.

Проектный срок по рассматриваемым вариантам разработки месторождения является разным и составляет по первому варианту 24 года с 2023 по 2046 гг., по второму варианту 20 лет с 2023 по 2042 гг., по третьему варианту 18 лет с 2023 по 2040 гг.

Рентабельный срок по вариантам представляет собой период безубыточной добычи нефти, после завершения, которого потоки денежной наличности принимают отрицательные значения.

Интервал планирования в расчетах установлен, как промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Моделирование финансово-экономических показателей на период разработки месторождения Северный Кенлык включает доходы от реализации углеводородов, эксплуатационные расходы и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

Критерий экономической эффективности, которые были рассчитаны в ходе технико-экономического анализа, легли в основу сравнения результатов по вариантам разработки и выбора рекомендуемого к внедрению варианта. Основными критериями доходности по настоящему проекту являются потоки денежной наличности, чистая приведенная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Результаты расчетов представлены в национальной валюте РК «тенге». Для сокращения масштабов цен и упрощения дальнейших расчетов все стоимостные показатели были переведены в тенге, тыс. тенге и млн. тенге.

Реализация продукции будет осуществляться следующим образом:

- за проектный период весь добываемый объем нефти будет реализован на внутреннем рынке;
- попутно добываемый газ полностью будет использован на собственные нужды.

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята по фактическим данным недропользователя на момент составления расчета.

Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, т.е. с учетом инфляции. **Инфляция** цен, стоимостных показателей инвестиций и затрат принята по средним темпам инфляции в 4% в год.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки дисконтирования 10%, 15% и 20%.

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

4.2.2 Основные технико-технологические условия вариантов разработки при оценке экономической эффективности проекта

Экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками, в частности:

- **первый вариант** – базовый вариант предполагает разработку месторождения без бурения скважин и дополнительных ГТМ;
- **второй вариант** – предполагает бурение 2-х вертикальных добывающих скважин в период 2024 – 2025 гг.;
- **третий вариант** – предусматривает бурение 3 вертикальных добывающих скважин в период 2023 – 2026 гг.

Проведенные технико-экономические расчеты показали эффективность второго варианта по экономическим характеристикам. Отмечаем, что результаты оценки экономической эффективности по рекомендуемому второму варианту представлены в текстовой части отчета, а результаты расчетов по альтернативным двум вариантам приведены в сводной таблице.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки представлен в таблице 4.2.2 и на рисунках 4.2.2.1 - 4.2.2.2.

Таблица 4.2.2– Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
1	Проектный срок	годы	2023 - 2046	2023 - 2042	2023 - 2040
2	Длительность проектного срока	лет	24	20	18
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	440	389	534
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	127	153	153
5	Объем добычи попутного газа	млн. м3	4,0	4,9	4,9
7	Бурение новых скважин:	единиц	-	2	3
7.1	добывающие вертикальные	единиц	-	2	3
8	КИН	д.е.	0,235	0,284	0,284

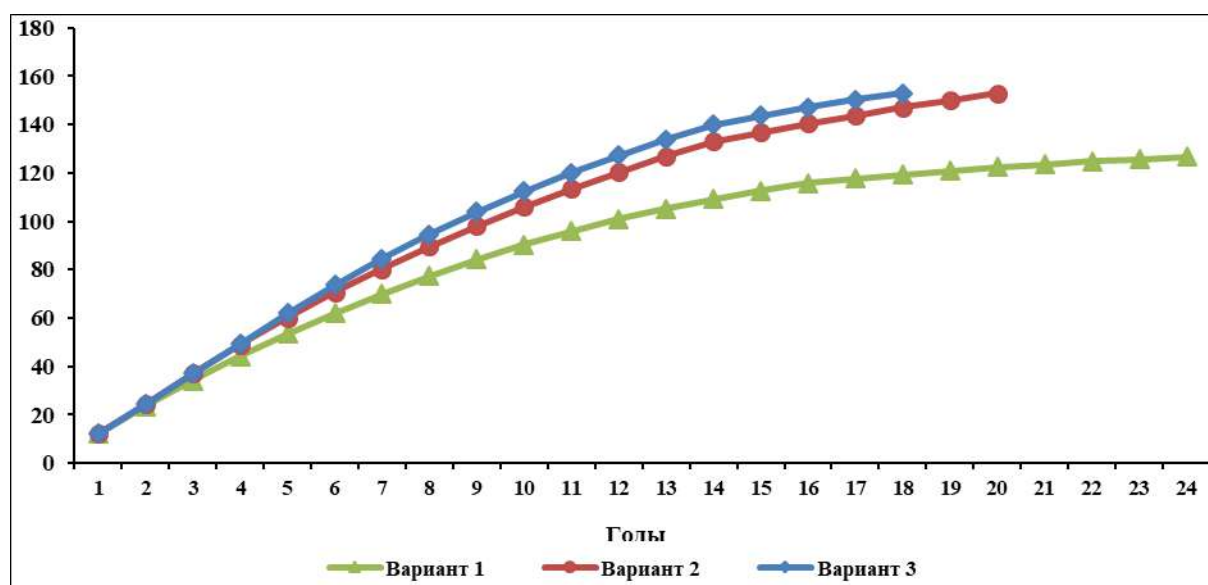


Рисунок 4.2.2.1 – Объем добычи нефти по вариантам за проектный срок, тыс. тонн

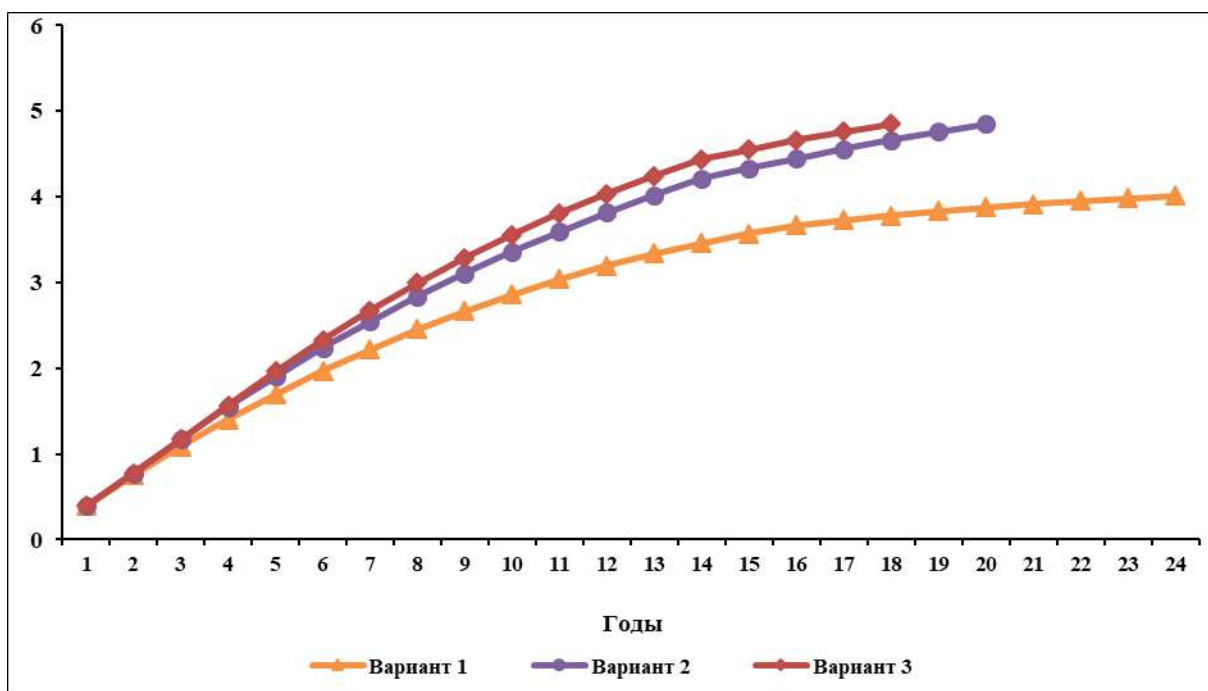


Рисунок 4.2.2.2– Объем накопленной добычи газа по вариантам за проектный срок, млн.м³

4.2.3 Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации продукции месторождения Северный Кенлык. Доходы от реализации продукции были определены исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Доходы от реализации продукции по всем вариантам рассчитаны в соответствии с установленными прогнозными ценами и фактическими направлениями реализации по данным ТОО «САУТС-ОЙЛ». В расчетах принято, что, начиная с 2023 года и до конца проектного периода, 100% от добытого объема нефти будет реализован на внутреннем рынке.

Стоимость реализации нефти на внутренний рынок по данным Заказчика: 102 000 тенге/тонну. Стоимость реализации нефти на внутренний рынок в разрезе годов раскрыта ниже в таблице «Расчет доходов от реализации продукции».

Газ, добываемый на месторождениях ТОО «САУТС-ОЙЛ», является рабочим агентом, используемым для производственно-технологических нужд в качестве топлива для газопотребляющего оборудования. В связи с этим важно отметить, что весь попутный нефтяной газ, добываемая на месторождении будет использоваться на технологические нужды недропользователя.

Затраты на транспортировку нефти так же, как и цена нефти различаются от направления, и составят в среднем за проектный период: на внутренний рынок – 1 683

тенге/тонну. Также стоит отметить, что стоимость транспортировки продукции в расчетах принята с учетом ежегодной инфляции в 4%.

Результаты расчета доходов от продажи продукции по рекомендуемому второму варианту представлены в таблице 4.2.3.1.

Таблица 4.2.3.1 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	153	153	12,2	12,1	12,6	11,9	11,2	10,5	9,8
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/тонн	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	106 080	110 323	114 736
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 217 531	1 191 027	1 153 878	1 119 044

Продолжение таблицы 4.2.3.2 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	153	153	9,1	8,5	8,0	7,5	7,0	6,5	6,0
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/тонн	102 000	102 000	119 326	124 099	129 063	134 225	139 594	145 178	150 985
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	1 086 377	1 055 739	1 026 999	1 000 036	970 222	940 094	911 511

Продолжение таблицы 4.2.3.3 – Расчет доходов от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	153	153	3,8	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/тонн	102 000	102 000	157 024	163 305	169 837	176 631	183 696	191 044
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	592 871	585 757	578 728	571 783	564 922	558 142

4.2.4 Расходы по проекту

Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений производился по трем вариантам разработки месторождения, отличающимся в части бурения и обустройства новых скважин.

Величина капитальных вложений по вариантам определена с использованием укрупненных показателей направлений капитального строительства в текущих ценах. Новые капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Инвестиции по рассматриваемым вариантам, необходимые для финансирования проекта представлены в таблице 4.2.4.1 по основным направлениям капитальных вложений.

Таблица 4.2.4.1 – Капитальные вложения по вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
1	ГРП	тыс. тенге	-	-	-
2	Строительство скважин	тыс. тенге	45 300	1 034 761	1 559 370
3	Надземное строительство	тыс. тенге	1 683 760	1 778 795	1 829 182
4	Инфраструктура	тыс. тенге	28 632	29 793	30 396
5	Внешние коммуникации	тыс. тенге	15 052	15 662	15 980
Всего капитальные вложения:		тыс. тенге	1 772 744	2 859 011	3 434 927

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведены в таблице 4.2.4.2.

Структура основных показателей капитальных вложений по рекомендуемому второму варианту и по вариантам в целом представлена на рисунках 4.2.4.1 - 4.2.4.2.

Таблица 4.2.4.2 - Капитальные вложения по рекомендуемому варианту 2

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол /во	Стоимость единицы, тыс. тенге	Стоимость всего, тыс. тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства					
						1	2	3	4	5	6
						2023	2024	2025	2026	2027	2028
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН										
1	Ввод из бурения добывающих вертикальных	скважина	2	466 375	932 750	-	466 375	466 375	-	-	-
2	Ввод из бурения добывающих горизонтальных	скважина	3	15 100	45 300	45 300	-	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции	тыс. тенге			978 050	45 300	466 375	466 375	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	тыс. тенге			1 034 761	45 300	485 030	504 431	-	-	-
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
1	Установка станков-качалок	ед.	2	15 685,8	31 372	-	15 686	15 686	-	-	-
2	Обустройство добывающих нефтяных скважин	ед.	5	7 600,0	38 000	22 800	7 600	7 600	-	-	-
3	Установка устьевого оборудования для добывающих скважин (АУШГН)	ед.	2	2 393,6	4 787	-	2 394	2 394	-	-	-
4	Прокладка выкидных линий	км	8	5 850,0	46 917	28 080	9 419	9 419	-	-	-
5	Автомобильные дороги	ед.	3	7 800,0	23 400	15 600	3 900	3 900	-	-	-
6	ЛЭП	ед.	8	3 600	28 872	17 280	5 796	5 796	-	-	-
7	Строительство УПСВ-СК	ед.	1	1 600 000	1 600 000	1 600 000					
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции	тыс. тенге			1 773 348	1 683 760	44 794	44 794	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	тыс. тенге			1 778 795	1 683 760	46 586	48 449	-	-	-
III	ИНФРАСТРУКТУРА										
1	Временные здания и сооружения	ед.	1	1 100	1 100	366,7	366,7	366,7	-	-	-
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ед.	1	14 814	14 814	4 938,0	4 938,0	4 938,0	-	-	-
3	Непредвиденные работы и затраты	ед.	1	12 718	12 718	4 239,3	4 239,3	4 239,3	-	-	-
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ										
1	Авторский надзор	ед.	1	3 627,4	3 627	1 209,1	1 209,1	1 209,1	-	-	-
2	Технический надзор	ед.	1	5 308,5	5 309	1 769,5	1 769,5	1 769,5	-	-	-
3	ПИР	ед.	1	5 000,8	5 001	1 666,9	1 666,9	1 666,9	-	-	-
4	Экспертиза	ед.	1	1 115,4	1 115	371,80	371,80	371,80	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без учета НДС и инфляции:					2 795 082	1 743 621	525 730	525 730	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без учета НДС, с учетом инфляции:					2 859 011	1 743 621	546 759	568 630	-	-

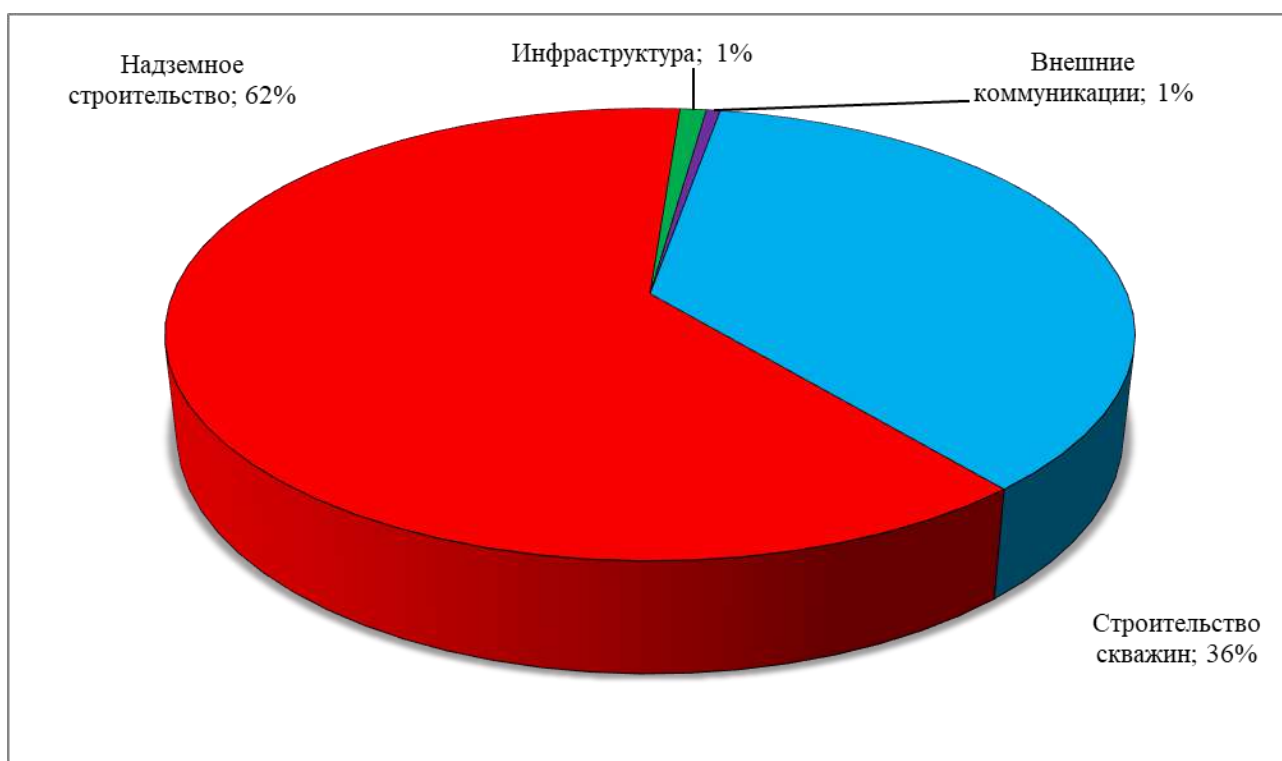


Рисунок 4.2.4.1 – Структура капитальных вложений по рекомендуемому второму варианту, %

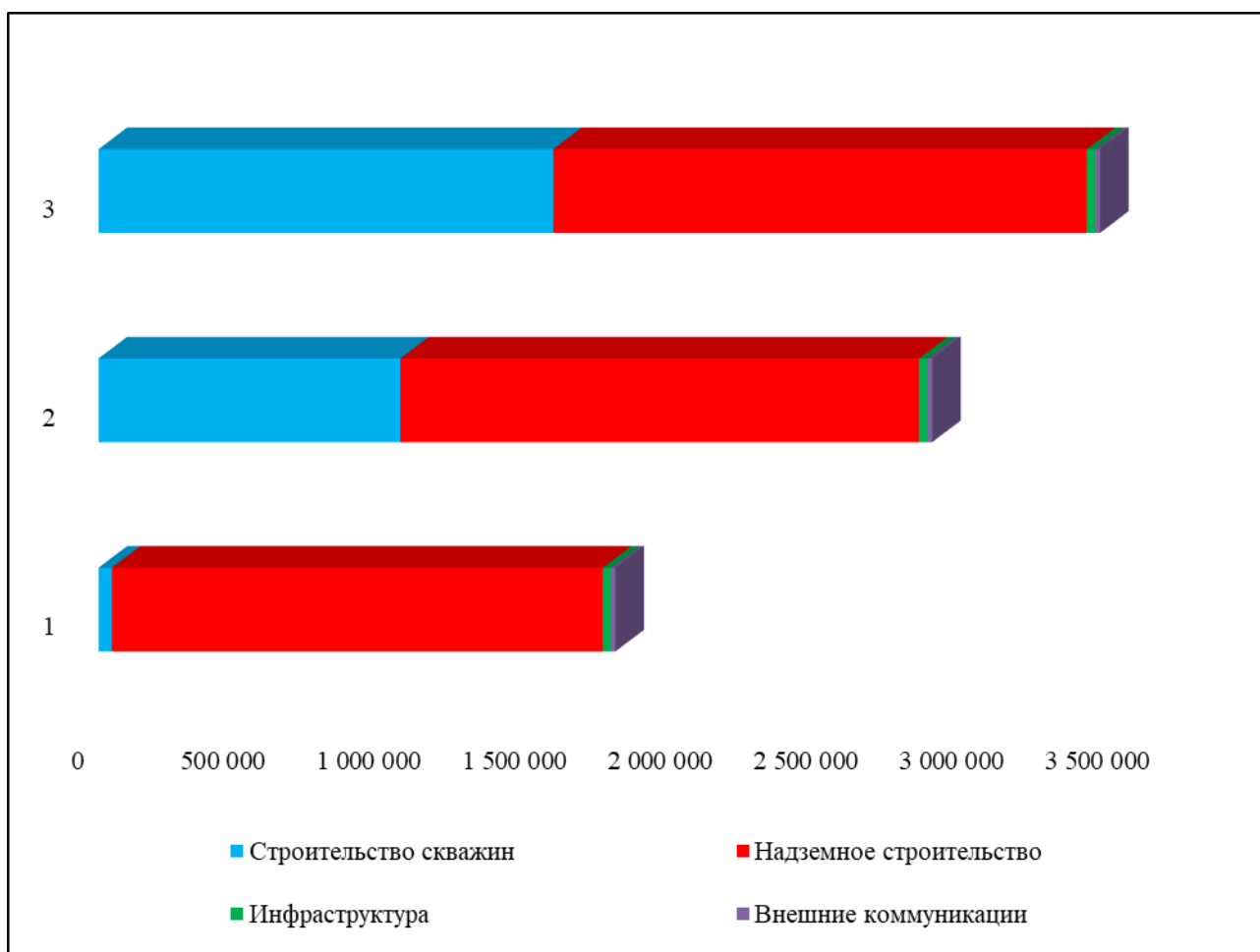


Рисунок 4.2.4.2 – Структура капитальных вложений по рассматриваемым вариантам, тыс. тенге

Эксплуатационные затраты

Моделирование эксплуатационных затрат за проектный период проводилось в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки продукции.

Расчет эксплуатационных расходов проводился по годам реализации проекта за весь проектный срок. Общая стоимость эксплуатационных затрат была объединена в три основные группы по месту их возникновения:

- производственные затраты;
- общие и административные расходы;
- расходы по реализации готовой продукции.

В составе производственных затрат были учтены:

- условно-переменные затраты, зависящие от объема добычи жидкости/нефти;
- условно-постоянные затраты, зависящие от численности персонала;
- условно-постоянные затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на проведение различных видов ГТМ;
- затраты на оплату труда ППП;
- затраты на страхование;
- затраты на обучение персонала;
- амортизационные отчисления;
- расходы на НИОКР;
- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Структура общих и административных расходов включает в себя:

- затраты на оплату труда АУП;
- услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- материальные затраты;
- затраты на страхование основных фондов;
- затраты не производственного характера;
- затраты на обучение персонала;
- отчисления недропользователя на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры;
- отчисления в резервный ликвидационный фонд;

- налоги, сборы и платежи в бюджет.

Также в структуре эксплуатационных затрат были учтены расходы по реализации готовой продукции, которые включают в себя издержки по погрузке, транспортировке и хранению. Необходимо отметить, что в данном проекте расходы на рентный налог и экспортную таможенную пошлину не рассчитаны, в связи с 100% реализацией добываемой нефти на внутреннем рынке.

Амортизационные расходы определялись как для целей налогообложения, так и для внесения в структуру эксплуатационных затрат. Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений были приняты в соответствии с условиями каждого из рассматриваемых вариантов. Поскольку размер капитальных вложений по вариантам является различным, амортизационные отчисления по вариантам также имеют отличия. Амортизация основных фондов была рассчитана от балансовой стоимости материальных активов - физических активов с полезным сроком эксплуатации более одного года, используемых для получения дохода.

Сумма амортизационных отчислений, подлежащих вычету при налогообложении, определена по группам и подгруппам основных средств в пределах норм амортизации, установленных Налоговым Кодексом РК на дату составления отчета.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу, в зависимости от объемов извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии с требованиями стандарта бухгалтерского учета Республики Казахстан.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому второму варианту представлен в таблицах 4.2.4.3 – 4.2.4.5.

Структура полной себестоимости и эксплуатационных затрат по рекомендуемому второму варианту и по вариантам в целом представлена на рисунках 4.2.4.3 – 4.2.4.4

Таблица 4.2.4.3 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 2

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:	тыс. тенге	571 060	571 060	13 721	16 129	17 878	19 095	19 821	20 579	21 370	22 698	24 898	27 342	30 059
по жидкости	тыс. тенге	571 060	571 060	13 721	16 129	17 878	19 095	19 821	20 579	21 370	22 698	24 898	27 342	30 059
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персон.)	тыс. тенге	54 206	54 206	1 440	1 747	2 336	2 700	2 808	2 920	3 037	3 158	3 285	3 416	3 553
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс. тенге	1 946 611	1 946 611	52 426	72 697	94 507	98 287	102 218	106 307	110 559	114 982	119 581	124 364	129 339
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тенге	426 117	426 117	11 320	13 735	18 366	21 222	22 071	22 954	23 872	24 827	25 820	26 853	27 927
Затраты на страхование	тыс. тенге	79 991	79 991	2 125	2 578	3 448	3 984	4 143	4 309	4 481	4 661	4 847	5 041	5 243
Затраты на ремонт скважин	тыс. тенге	55 696	55 696	1 500	2 080	2 704	2 812	2 925	3 042	3 163	3 290	3 421	3 558	3 701
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	4 317 821	4 317 821	145 000	150 800	156 832	163 105	169 629	176 415	183 471	190 810	198 443	206 380	214 635
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	36 046	36 046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс. тенге	374 377	374 377	11 377	12 988	14 804	15 560	16 181	16 826	17 498	18 221	19 015	19 848	20 723
Итого прямые производственные затраты	тыс. тенге	7 861 925	7 861 925	238 908	272 755	310 874	326 766	339 797	353 352	367 452	382 647	399 310	416 803	435 179
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс. тенге	4 830 672	4 830 672	298 818	342 197	411 132	390 253	366 736	341 279	317 994	296 701	277 244	259 324	242 803
Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ	тыс. тенге	123 734	123 734	2 439	3 031	4 401	5 204	5 542	5 903	6 290	6 705	7 150	7 627	8 139
Налог на имущество	тыс. тенге	569 098	569 098	56 124	59 750	63 034	56 820	50 919	45 371	40 220	35 434	30 983	26 825	22 935
Земельный налог	тыс. тенге	89 543	89 543	3 007	3 127	3 252	3 382	3 518	3 659	3 805	3 957	4 115	4 280	4 451
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс. тенге	214 844	214 844	12 772	13 147	14 233	14 063	13 757	13 327	12 925	12 548	12 194	11 862	11 551
Прочие налоги и фонды	тыс. тенге	1 172	1 172	84,1	87,6	93,3	87,7	82,6	77,4	72,7	68,4	64,5	60,8	57,5
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	464 205	464 205	30 619	30 291	31 516	29 920	29 269	28 356	27 501	26 699	25 947	25 241	24 579
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 251	3 251	145,1	164,4	192,2	189,9	184,9	180,8	177,5	175,0	173,4	172,4	172,1
Расходы на НИОКР	тыс. тенге	87 053	87 053	2 842	2 842	7 578	8 153	3 268	3 398	3 534	3 675	3 826	3 993	4 168
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс. тенге	87 053	87 053	2 842	2 842	7 578	8 153	3 268	3 398	3 534	3 675	3 826	3 993	4 168
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс. тенге	14 332 552	14 332 552	648 600	730 234	853 884	842 992	816 340	798 301	783 504	772 283	764 834	760 181	758 203
Производственная себестоимость 1 т. нефти	тенге			53 081	60 380	67 822	70 481	72 563	76 174	80 172	84 656	89 724	95 341	101 563
Производственная себестоимость 1 бар. нефти	тенге			7 342	8 351	9 381	9 748	10 036	10 536	11 089	11 709	12 410	13 187	14 047

Продолжение таблицы 4.2.4.3 - Производственные затраты по рекомендуемому варианту 2

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:	тыс. тенге	571 060	571 060	33 082	36 449	40 201	27 116	30 739	34 845	39 500	44 778	50 760
по жидкости	тыс. тенге	571 060	571 060	33 082	36 449	40 201	27 116	30 739	34 845	39 500	44 778	50 760
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персон.)	тыс. тенге	54 206	54 206	3 695	3 842	3 996	2 909	1 729	1 798	1 870	1 945	2 023
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс. тенге	1 946 611	1 946 611	134 512	139 893	145 489	60 523	62 944	65 462	68 080	70 804	73 636
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тенге	426 117	426 117	29 044	30 206	31 414	22 870	13 591	14 135	14 700	15 288	15 900
Затраты на страхование	тыс. тенге	79 991	79 991	5 452	5 670	5 897	4 293	2 551	2 653	2 760	2 870	2 985
Затраты на ремонт скважин	тыс. тенге	55 696	55 696	3 849	4 003	4 163	1 732	1 801	1 873	1 948	2 026	2 107
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	4 317 821	4 317 821	223 221	232 150	241 436	251 093	261 137	271 582	282 446	293 743	305 493
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	36 046	36 046	-	-	-	36 046	-	-	-	-	-
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс. тенге	374 377	374 377	21 643	22 611	23 630	20 329	18 725	19 617	20 565	21 573	22 645
Итого прямые производственные затраты	тыс. тенге	7 861 925	7 861 925	454 498	474 824	496 225	426 911	393 216	411 966	431 869	453 026	475 548
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс. тенге	4 830 672	4 830 672	226 504	211 030	196 743	123 045	116 893	111 049	105 496	100 221	95 210
Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ	тыс. тенге	123 734	123 734	8 688	9 277	9 910	7 412	4 528	4 841	5 178	5 540	5 929
Налог на имущество	тыс. тенге	569 098	569 098	19 293	15 895	12 730	9 779	7 933	6 180	4 514	2 931	1 428
Земельный налог	тыс. тенге	89 543	89 543	4 629	4 814	5 007	5 207	5 415	5 632	5 857	6 092	6 335
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс. тенге	214 844	214 844	11 206	10 858	10 528	6 848	6 766	6 684	6 604	6 525	6 447
Прочие налоги и фонды	тыс. тенге	1 172	1 172	54,3	51,3	48,6	35,2	31,3	30,2	29	28	27
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	464 205	464 205	23 848	23 109	22 408	14 581	14 404	14 232	14 062	13 895	13 729
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 251	3 251	172,1	172,6	173,7	137,9	127,2	129,9	133,0	136,6	140,5
Расходы на НИОКР	тыс. тенге	87 053	87 053	4 352	4 545	4 748	4 962	4 269	3 932	4 120	4 319	4 530
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс. тенге	87 053	87 053	4 352	4 545	4 748	4 962	4 269	3 932	4 120	4 319	4 530
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс. тенге	14 332 552	14 332 552	757 597	759 121	763 270	603 881	557 852	568 608	581 982	597 032	613 855
Производственная себестоимость 1 т. нефти	тенге			108 784	116 996	126 177	159 620	155 214	166 534	179 422	193 749	209 693
Производственная себестоимость 1 бар. нефти	тенге			15 046	16 182	17 452	22 077	21 468	23 034	24 816	26 798	29 003

Таблица 4.2.4.4 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 2

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Административные расходы	тыс. тенге	471 016	471 016	30 150	21 491	26 947	23 233	24 061	23 922	23 779	23 633	24 612	25 633	26 698
Затраты на оплату труда АУП	тыс. тенге	132 879	132 879	3 530	4 283	5 727	6 618	6 883	7 158	7 444	7 742	8 052	8 374	8 709
Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	тыс. тенге	15 662,2	15 662,2	1 003,5	2 047,1	3 132,4	3 132,4	3 132,4	2 129,0	1 085,4	-	-	-	-
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	28 335	28 335	584	723	1 063	1 251	1 326	1 405	1 491	1 582	1 679	1 782	1 893
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	102 398	102 398	3 280	3 515	3 872	4 140	4 305	4 478	4 657	4 843	5 037	5 238	5 448
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс. тенге	10 206	10 206	271,1	329,0	439,9	508,3	528,7	549,8	571,8	594,7	618,5	643,2	668,9
Затраты на страхование основных фондов	тыс. тенге	865	865	23,0	27,9	37,3	43,1	44,8	46,6	48,4	50,4	52,4	54,5	56,7
Затраты не производственного характера	тыс. тенге	151 397	151 397	4 022	4 880	6 525	7 540	7 842	8 156	8 482	8 821	9 174	9 541	9 922
Отчисления недропользователя на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	тыс. тенге	29 273	29 273	17 436	5 686	6 150	-	-	-	-	-	-	-	-
Обучение казахстанских специалистов	тыс. тенге	0,4	0,4	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Общехозяйственные расходы	тыс. тенге	128 701	128 701	5 435	6 207	7 373	7 334	7 132	7 016	6 927	6 869	6 844	6 843	6 865
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс. тенге	128 667	128 667	5 434	6 206	7 372	7 333	7 131	7 014	6 925	6 867	6 842	6 841	6 863
Плата в фонд экологии	тыс. тенге	34,2	34,2	0,467	0,601	0,919	1,126	1,241	1,368	1,509	1,665	1,838	2,030	2,242
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс. тенге	599 718	599 718	35 585	27 698	34 320	30 567	31 193	30 937	30 706	30 501	31 456	32 476	33 563

Продолжение таблицы 4.2.4.4 – Общие и административные расходы по рекомендуемому варианту 2

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Административные расходы	тыс. тенге	471 016	471 016	27 802	28 943	30 132	23 352	15 961	16 615	17 297	18 008	18 748
Затраты на оплату труда АУП	тыс. тенге	132 879	132 879	9 057	9 419	9 796	7 132	4 238	4 408	4 584	4 767	4 958
Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	тыс. тенге	15 662,2	15 662,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	28 335	28 335	2 005	2 114	2 230	1 647	994	1 049	1 108	1 171	1 238
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	102 398	102 398	5 666	5 892	6 128	5 853	5 547	5 769	6 000	6 240	6 489
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс. тенге	10 206	10 206	695,7	723,5	752,4	547,8	325,5	338,6	352,1	366,2	380,8
Затраты на страхование основных фондов	тыс. тенге	865	865	58,9	61,3	63,7	46,4	27,6	28,7	29,8	31,0	32,3
Затраты не производственного характера	тыс. тенге	151 397	151 397	10 319	10 732	11 161	8 125	4 829	5 022	5 223	5 432	5 649
Отчисления недропользователя на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	тыс. тенге	29 273	29 273	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обучение казахстанских специалистов	тыс. тенге	0,4	0,4	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Общехозяйственные расходы	тыс. тенге	128 701	128 701	6 900	6 952	7 028	5 601	5 188	5 310	5 458	5 621	5 800
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс. тенге	128 667	128 667	6 897	6 949	7 025	5 599	5 186	5 309	5 456	5 619	5 798
Плата в фонд экологии	тыс. тенге	34,2	34,2	2,469	2,708	2,971	2,282	1,432	1,572	1,727	1,898	2,087
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс. тенге	599 718	599 718	34 701	35 895	37 160	28 953	21 149	21 926	22 755	23 628	24 548

Таблица 4.2.4.5 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 2

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс. тенге	345 239	345 239	20 523	21 126	22 872	22 598	22 106	21 416	20 770	20 163	19 595	19 061	18 561
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс. тенге	345 239	345 239	20 523	21 126	22 872	22 598	22 106	21 416	20 770	20 163	19 595	19 061	18 561

Продолжение таблицы 4.2.4.5 – Расходы по реализации готовой продукции по рекомендуемому варианту 2

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс. тенге	345 239	345 239	18 008	17 448	16 918	11 004	10 872	10 741	10 612	10 485	10 359
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс. тенге	345 239	345 239	18 008	17 448	16 918	11 004	10 872	10 741	10 612	10 485	10 359

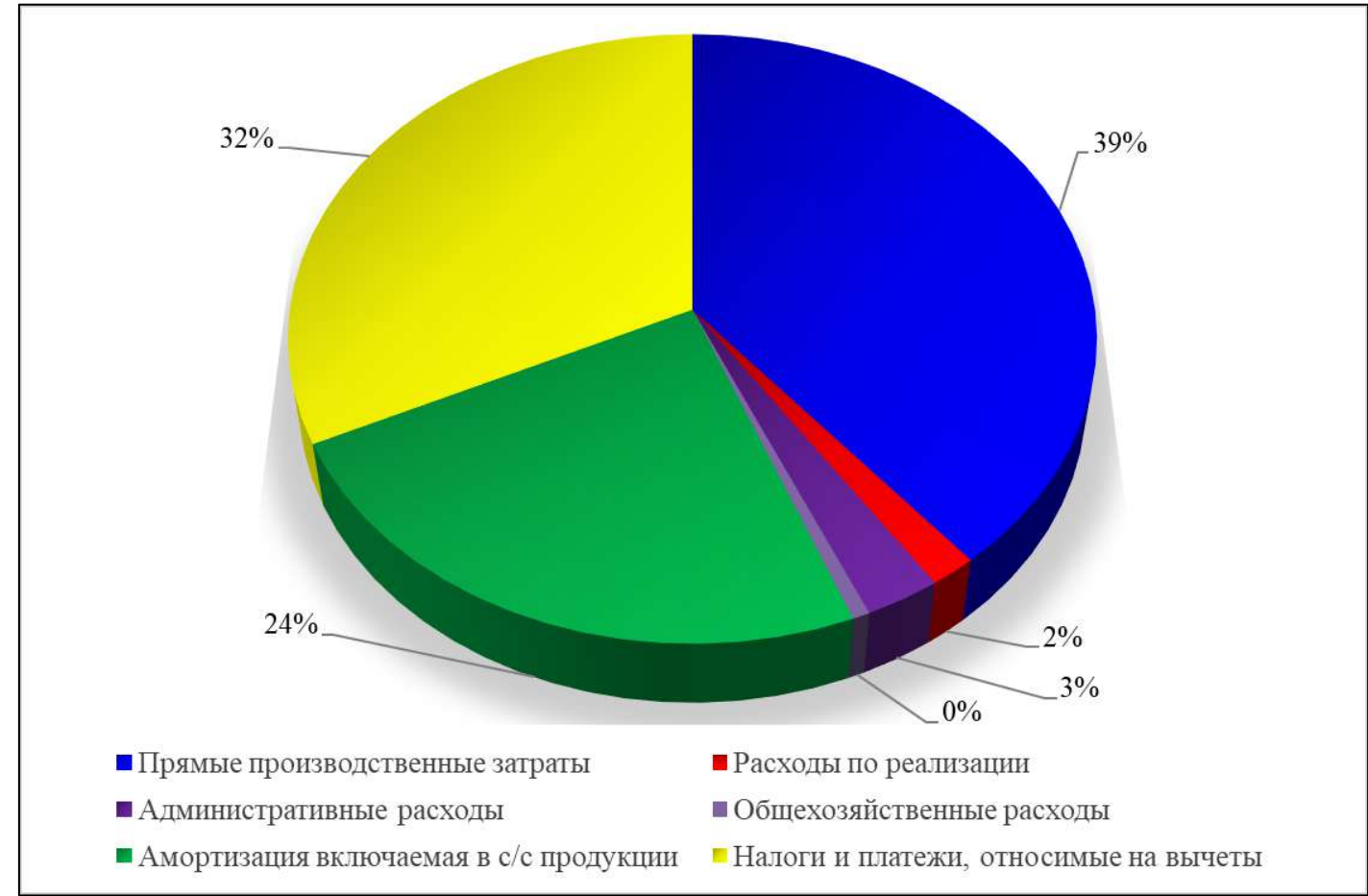


Рисунок 4.2.4.3 – Структура полной себестоимости по рекомендуемому второму варианту, %

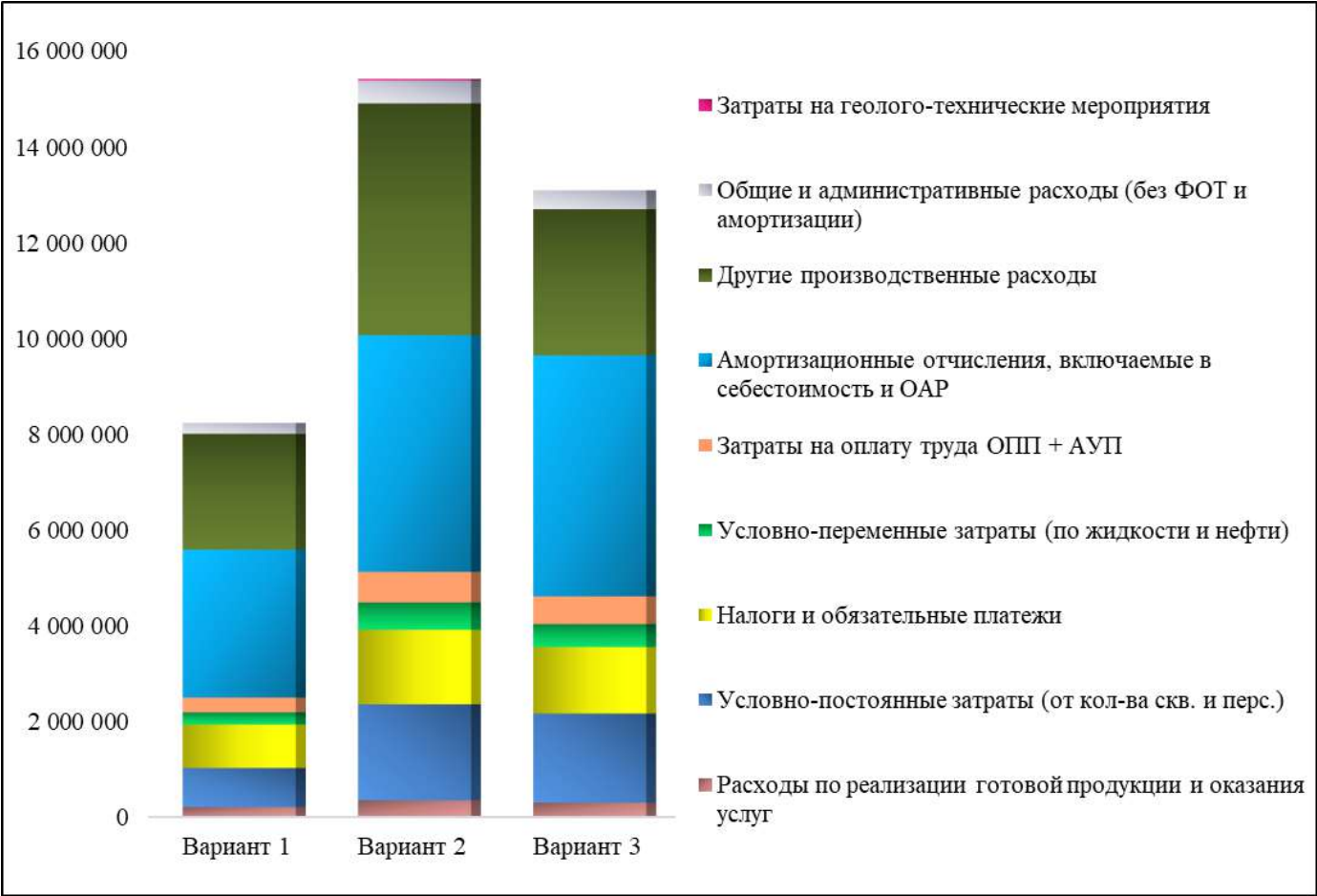


Рисунок 4.2.4.4 – Структура эксплуатационных затрат по вариантам, тыс. тенге

4.2.5 Бюджетная эффективность

Налоговое законодательство Республики Казахстан основывается на Конституции, состоит из Налогового кодекса и иных нормативных правовых актов, принятие которых предусмотрено Налоговым Кодексом.

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на момент составления отчета.

Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств, включающих в себя налоги, отчисления и платежи в бюджет.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- индивидуальный подоходный налог с ФОТ – 10 % согласно ст.320 НК РК;
- социальный налог от ФОТ – 9.5 % согласно п.1 ст.485 НК РК;
- налог на добавленную стоимость при покупке и продаже на внутреннем рынке - 12%, на внешний рынок - 0%, согласно ст. 422 НК РК;
- налог на имущество – 1,5 % согласно п.1 ст. 521 НК РК;
- НДПИ (налог на добычу полезных ископаемых) на добычу нефти, газа и газоконденсата – согласно ст. 743 НК РК;
- корпоративный подоходный налог – 20 % согласно ст.313 НК РК;
- налог на сверхприбыль начислен согласно ст.762 НК РК;
- прочие налоги.

Результаты расчета бюджетной эффективности по рекомендуемому второму варианту представлены в таблице 4.2.5, а также на рисунке 4.2.5 отображена структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам.

Таблица 4.2.5 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 2

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ														
НДС (с выручки)	тыс. тенге	2 265 749	2 265 749	149 261	147 734	153 793	146 104	142 923	138 465	134 285	130 365	126 689	123 240	120 004
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс. тенге	224 357	224 357	4 571	5 673	8 009	9 466	10 073	10 723	11 419	12 165	12 964	13 821	14 739
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	53 439	53 439	1 251	1 532	2 144	2 501	2 626	2 758	2 897	3 044	3 200	3 364	3 539
Налог на имущество	тыс. тенге	569 098	569 098	56 124	59 750	63 034	56 820	50 919	45 371	40 220	35 434	30 983	26 825	22 935
Прочие налоги	тыс. тенге	305 559	305 559	15 863	16 362	17 579	17 533	17 357	17 063	16 803	16 573	16 374	16 203	16 059
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	464 205	464 205	30 619	30 291	31 516	29 920	29 269	28 356	27 501	26 699	25 947	25 241	24 579
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 251	3 251	145	164	192	190	185	181	178	175	173	172	172
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	1 056 060	1 056 060	101 027	86 351	78 172	75 952	81 274	80 871	79 420	76 979	73 612	69 568	64 938
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	112 641	112 641	75 921	25 570	5 182	1 699	2 363	1 475	430	-	-	-	-
Общие поступления Государству	тыс. тенге	522 861	522 861	136 260	77 958	52 035	47 977	51 143	48 333	44 582	40 704	36 564	31 955	26 957
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс. тенге	751 436	751 436	206 715	60 334	60 231	-4 405	-1 294	3 412	7 931	12 353	16 605	20 778	24 893
Возврат НДС Государством	тыс. тенге	-1 522 612	-1 522 612	57 454	-87 400	-93 562	-150 509	-144 217	-135 054	-126 354	-118 012	-110 084	-102 462	-95 111
Недисконтированные поступления Государству	тыс. тенге	2 796 910	2 796 910	285 521	225 692	205 829	194 081	194 066	186 799	178 868	171 069	163 253	155 194	146 962
Дисконтированные поступления Государству	тыс. тенге													
при 10% дисконта	тыс. тенге	1 630 902	1 630 902	285 521	205 175	170 106	145 816	132 550	115 987	100 966	87 785	76 159	65 818	56 660
при 15% дисконта	тыс. тенге	1 348 938	1 348 938	285 521	196 254	155 636	127 611	110 958	92 872	77 329	64 311	53 368	44 116	36 327
при 20% дисконта	тыс. тенге	1 157 072	1 157 072	285 521	188 077	142 937	112 315	93 589	75 070	59 902	47 742	37 967	30 078	23 735

Продолжение таблицы 4.2.5 - Расчет бюджетной эффективности по рекомендуемому варианту 2

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ												
НДС (с выручки)	тыс. тенге	2 265 749	2 265 749	116 427	112 811	109 381	71 145	70 291	69 447	68 614	67 791	66 977
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс. тенге	224 357	224 357	15 724	16 781	17 915	13 392	8 175	8 737	9 339	9 987	10 683
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	53 439	53 439	3 716	3 894	4 081	2 995	1 794	1 882	1 974	2 072	2 175
Налог на имущество	тыс. тенге	569 098	569 098	19 293	15 895	12 730	9 779	7 933	6 180	4 514	2 931	1 428
Прочие налоги	тыс. тенге	305 559	305 559	15 890	15 724	15 584	12 090	12 212	12 347	12 491	12 645	12 809
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	464 205	464 205	23 848	23 109	22 408	14 581	14 404	14 232	14 062	13 895	13 729
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 251	3 251	172	173	174	138	127	130	133	137	141
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	1 056 060	1 056 060	58 942	52 129	44 908	3 124	12 949	9 527	5 432	883	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	112 641	112 641	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общие поступления Государству	тыс. тенге	522 861	522 861	21 158	14 893	8 418	-15 045	-12 695	-16 413	-20 668	-25 242	-26 012
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс. тенге	751 436	751 436	29 088	33 304	37 511	37 980	35 145	37 986	41 056	44 245	47 569
Возврат НДС Государством	тыс. тенге	-1 522 612	-1 522 612	-87 339	-79 507	-71 871	-33 165	-35 146	-31 462	-27 558	-25 242	-26 012
Недисконтированные поступления Государству	тыс. тенге	2 796 910	2 796 910	137 585	127 705	117 799	56 099	57 595	53 034	47 946	44 245	47 569
Дисконтированные поступления Государству	тыс. тенге											
при 10% дисконта	тыс. тенге	1 630 902	1 630 902	48 223	40 691	34 122	14 773	13 788	11 542	9 486	7 958	7 778
при 15% дисконта	тыс. тенге	1 348 938	1 348 938	29 573	23 869	19 146	7 928	7 078	5 667	4 455	3 575	3 342
при 20% дисконта	тыс. тенге	1 157 072	1 157 072	18 517	14 323	11 010	4 369	3 738	2 869	2 161	1 662	1 489

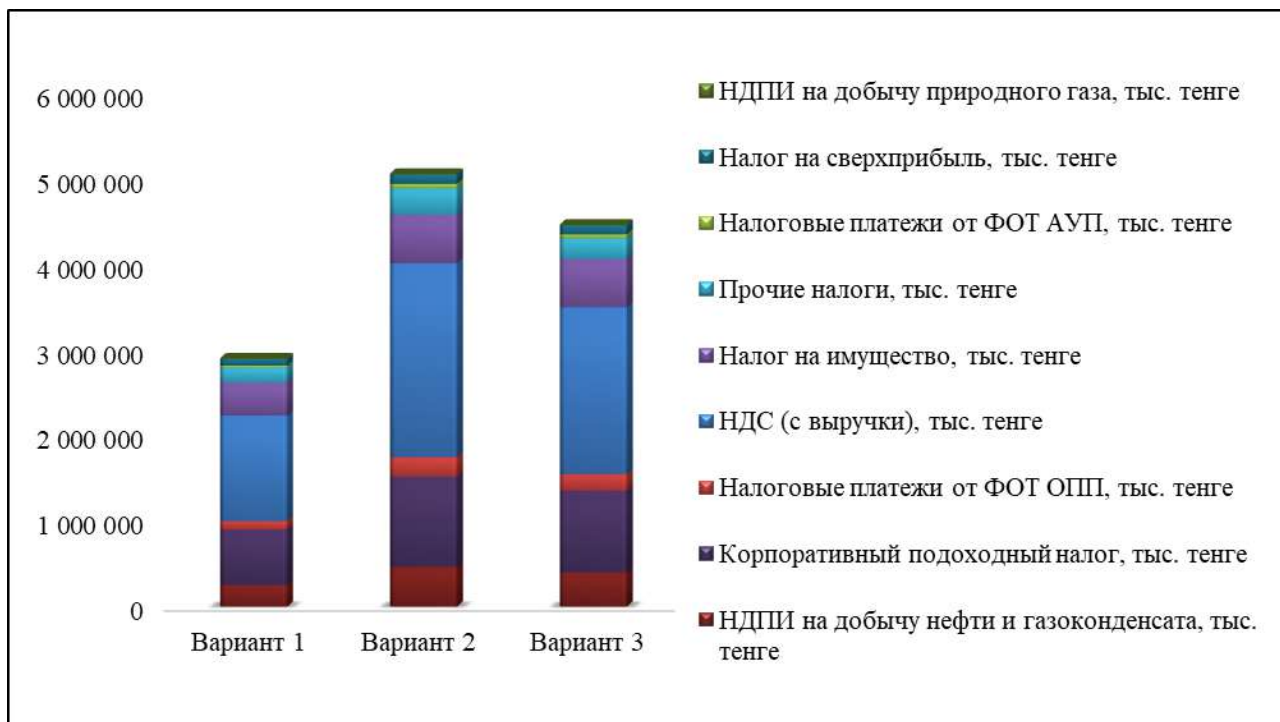


Рисунок 4.2.5 – Структура бюджетной эффективности по рассматриваемым вариантам, тыс. тенге

4.2.6 Экономическая эффективность проекта

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

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

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

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

К оценочным показателям относятся:

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

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

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

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

Внутренняя норма доходности (IRR), известная также как внутренняя ставка доходности, является ставкой дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость (NPV) проекта равна нулю. Другими словами, стоимость всех ожидаемых денежных потоков проекта равна величине первоначальных инвестиций. Необходимо отметить, что в основе метода определения IRR лежит методика дисконтированных денежных потоков.

В соответствии с общепризнанной мировой практикой, внутренняя норма доходности (IRR) данного проекта определена от денежного потока. Проект является эффективным в случае, если IRR составляет больше уровня ставки дисконтирования.

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

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

Показатели оценки доходов и расходов, а также результаты экономической эффективности по рекомендуемому второму варианту представлены в таб. 4.2.6.1 – 4.2.6.2, динамика изменения потоков денежной наличности представлена на рисунках 4.2.6.1 и 4.2.6.2.

Таблица 4.2.6.1 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 2

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 217 531	1 191 027	1 153 878	1 119 044	1 086 377	1 055 739	1 026 999	1 000 036
Расходы на реализованную продукцию	тыс. тенге	15 277 509	15 277 509	704 708	779 058	911 075	896 157	869 639	850 655	834 979	822 948	815 884	811 718	810 328
Операционный доход	тыс. тенге	3 603 730	3 603 730	539 137	452 063	370 536	321 374	321 388	303 223	284 065	263 430	239 855	215 281	189 709
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс. тенге	4 830 672	4 830 672	298 818	342 197	411 132	390 253	366 736	341 279	317 994	296 701	277 244	259 324	242 803
Балансовая прибыль	тыс. тенге	3 603 730	3 603 730	539 137	452 063	370 536	321 374	321 388	303 223	284 065	263 430	239 855	215 281	189 709
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс. тенге	3 190 350	3 190 350	333 823	364 551	393 942	335 001	284 886	242 275	206 044	175 236	149 039	126 763	107 821
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс. тенге	5 280 299	5 280 299	505 135	431 756	390 859	379 758	406 370	404 356	397 101	384 895	368 059	347 841	324 691
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	1 056 060	1 056 060	101 027	86 351	78 172	75 952	81 274	80 871	79 420	76 979	73 612	69 568	64 938
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс. тенге	2 547 670	2 547 670	438 110	365 711	292 364	245 423	240 114	222 352	204 645	186 451	166 243	145 712	124 771
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	112 641	112 641	75 921	25 570	5 182	1 699	2 363	1 475	430	-	-	-	-
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс. тенге	2 435 029	2 435 029	362 189	340 141	287 182	243 723	237 751	220 877	204 215	186 451	166 243	145 712	124 771

Продолжение таблицы 4.2.6.1 – Оценка доходов и расходов по рекомендуемому варианту 2

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	970 222	940 094	911 511	592 871	585 757	578 728	571 783	564 922	558 142
Расходы на реализованную продукцию	тыс. тенге	15 277 509	15 277 509	810 305	812 464	817 348	643 838	589 872	601 275	615 350	631 145	648 762
Операционный доход	тыс. тенге	3 603 730	3 603 730	159 916	127 630	94 163	-50 966	-4 115	-22 547	-43 567	-66 224	-90 620
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс. тенге	4 830 672	4 830 672	226 504	211 030	196 743	123 045	116 893	111 049	105 496	100 221	95 210
Балансовая прибыль	тыс. тенге	3 603 730	3 603 730	159 916	127 630	94 163	-50 966	-4 115	-22 547	-43 567	-66 224	-90 620
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс. тенге	3 190 350	3 190 350	91 712	78 014	66 364	56 457	48 031	40 864	34 769	29 585	25 175
Налогооблагаемый доход до уплаты налогов	тыс. тенге	5 280 299	5 280 299	294 708	260 646	224 543	15 622	64 747	47 637	27 161	4 413	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	1 056 060	1 056 060	58 942	52 129	44 908,5	3 124	12 949	9 527	5 432	883	-
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс. тенге	2 547 670	2 547 670	100 975	75 501	49 255	-54 091	-17 065	-32 075	-48 999	-67 106	-90 620
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	112 641	112 641	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс. тенге	2 435 029	2 435 029	100 975	75 501	49 255	-54 091	-17 065	-32 075	-48 999	-67 106	-90 620

Таблица 4.2.6.2 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту 2

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 217 531	1 191 027	1 153 878	1 119 044	1 086 377	1 055 739	1 026 999	1 000 036
Итого приток средств	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 217 531	1 191 027	1 153 878	1 119 044	1 086 377	1 055 739	1 026 999	1 000 036
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс. тенге	10 431 174	10 431 174	404 887	434 814	496 811	502 771	499 770	507 247	515 900	526 247	538 641	552 395	567 524
прямые затраты	тыс. тенге	7 848 356	7 848 356	239 619	272 956	314 843	330 657	338 533	351 930	365 856	380 862	397 322	414 602	432 747
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс. тенге	1 706 962	1 706 962	111 415	116 613	130 053	124 583	113 696	107 850	102 551	97 764	93 467	89 619	86 192
расходы периода	тыс. тенге	875 856	875 856	53 854	45 245	51 915	47 531	47 541	47 467	47 493	47 621	47 851	48 173	48 586
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс. тенге	2 859 011	2 859 011	1 743 621	546 759	568 630	-	-	-	-	-	-	-	-
Бурение	тыс. тенге	1 034 761	1 034 761	45 300	485 030	504 431	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство	тыс. тенге	1 824 249	1 824 249	1 698 321	61 729	64 199	-	-	-	-	-	-	-	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	1 056 060	1 056 060	101 027	86 351	78 172	75 952	81 274	80 871	79 420	76 979	73 612	69 568	64 938
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	112 641	112 641	75 921	25 570	5 182	1 699	2 363	1 475	430	-	-	-	-
Итого отток средств	тыс. тенге	14 450 586	14 450 586	2 325 457	1 093 495	1 148 794	580 422	583 407	589 594	595 750	603 226	612 252	621 963	632 463
Поток денежной наличности	тыс. тенге	4 430 653	4 430 653	-1 081 611	137 626	132 817	637 109	607 619	564 284	523 294	483 152	443 486	405 036	367 574
Чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 816 872	1 816 872	-1 081 611	125 114	109 766	478 669	415 012	350 376	295 386	247 933	206 890	171 775	141 716
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	1 147 428	1 147 428	-1 081 611	119 675	100 429	418 909	347 408	280 549	226 234	181 635	144 977	115 137	90 859
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	684 430	684 430	-1 081 611	114 688	92 234	368 697	293 026	226 773	175 250	134 839	103 141	78 499	59 365
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс. тенге	4 430 653	4 430 653	-1 081 611	-943 986	-811 168	-174 059	433 560	997 844	1 521 138	2 004 290	2 447 776	2 852 812	3 220 386
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 816 872	1 816 872	-1 081 611	-956 497	-846 731	-368 061	46 951	397 327	692 713	940 646	1 147 536	1 319 311	1 461 026
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	1 147 428	1 147 428	-1 081 611	-961 937	-861 508	-442 598	-95 190	185 359	411 593	593 228	738 205	853 341	944 200
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	684 430	684 430	-1 081 611	-966 923	-874 689	-505 992	-212 965	13 808	189 058	323 897	427 037	505 536	564 901
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	33%	33%	-	-	-	-	12%	20%	25%	28%	30%	31%	32%
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	4,29	4,29	1,00	1,00	1,00	1,00	0,29	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 10%	лет	4,89	4,89	1,00	1,00	1,00	1,00	0,89	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 15%	лет	5,34	5,34	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,34	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 20%	лет	5,94	5,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 4.2.6.2 – Показатели экономической эффективности по рекомендуемому варианту 2

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	970 222	940 094	911 511	592 871	585 757	578 728	571 783	564 922	558 142
Итого приток средств	тыс. тенге	18 881 239	18 881 239	970 222	940 094	911 511	592 871	585 757	578 728	571 783	564 922	558 142
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс. тенге	10 431 174	10 431 174	583 801	601 435	620 604	520 792	472 979	490 226	509 853	530 924	553 552
прямые затраты	тыс. тенге	7 848 356	7 848 356	451 814	471 865	492 969	425 893	393 838	412 002	431 827	452 898	475 324
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс. тенге	1 706 962	1 706 962	82 995	80 120	77 639	57 937	48 915	47 439	46 633	45 985	45 495
расходы периода	тыс. тенге	875 856	875 856	48 993	49 450	49 997	36 962	30 226	30 785	31 393	32 041	32 733
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс. тенге	2 859 011	2 859 011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бурение	тыс. тенге	1 034 761	1 034 761	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство	тыс. тенге	1 824 249	1 824 249	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	1 056 060	1 056 060	58 942	52 129	44 908	3 124	12 949	9 527	5 432	883	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	112 641	112 641	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого отток средств	тыс. тенге	14 450 586	14 450 586	642 743	653 564	665 513	523 917	485 928	499 754	515 286	530 111	546 948
Поток денежной наличности	тыс. тенге	4 430 653	4 430 653	327 479	286 530	245 998	68 955	99 828	78 974	56 497	34 811	11 195
Чистая приведенная стоимость:												
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 816 872	1 816 872	114 779	91 297	71 257	18 158	23 898	17 187	11 178	6 261	1 830
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	1 147 428	1 147 428	70 389	53 555	39 982	9 745	12 268	8 440	5 250	2 813	787
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	684 430	684 430	44 075	32 136	22 992	5 371	6 479	4 272	2 547	1 308	350
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс. тенге	4 430 653	4 430 653	3 547 865	3 834 395	4 080 393	4 149 348	4 249 176	4 328 150	4 384 647	4 419 458	4 430 653
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 816 872	1 816 872	1 575 806	1 667 103	1 738 360	1 756 518	1 780 416	1 797 603	1 808 780	1 815 041	1 816 872
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	1 147 428	1 147 428	1 014 589	1 068 144	1 108 125	1 117 870	1 130 139	1 138 578	1 143 828	1 146 641	1 147 428
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	684 430	684 430	608 976	641 112	664 104	669 475	675 954	680 226	682 772	684 080	684 430
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	33%	33%	32%	32%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	4,29	4,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 10%	лет	4,89	4,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 15%	лет	5,34	5,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 20%	лет	5,94	5,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-

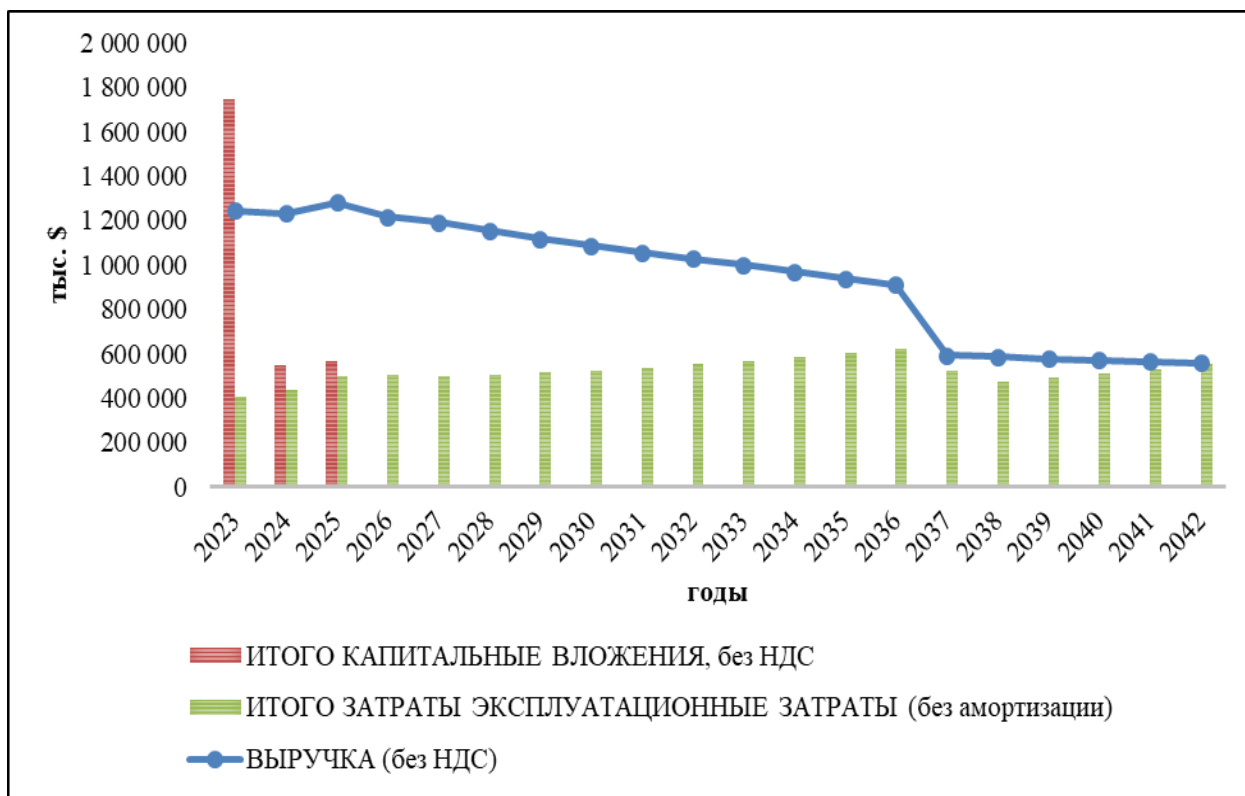


Рисунок 4.2.6.1 – Сопоставление доходов и расходов по рекомендуемому второму варианту, тыс. тенге

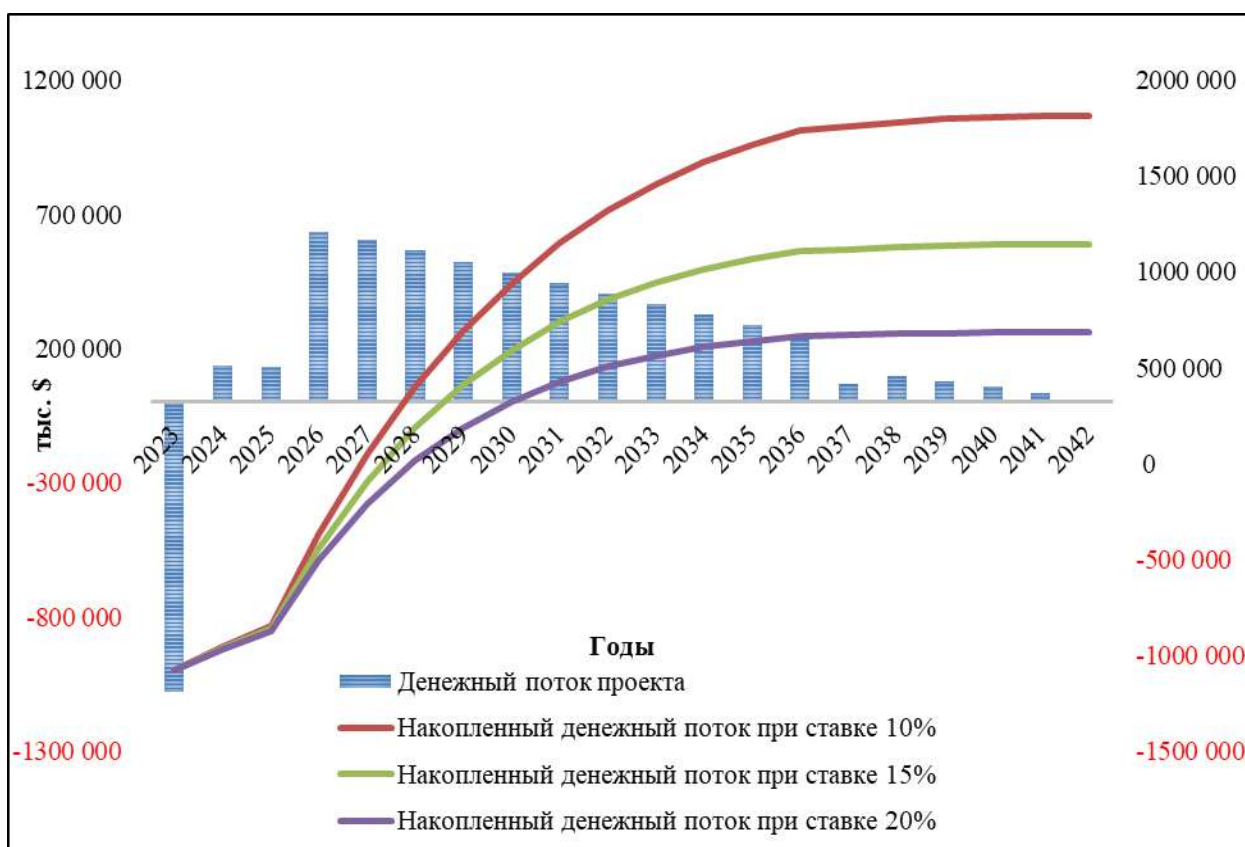


Рисунок 4.2.6.2 – Поток денежных средств по рекомендуемому второму варианту, тыс. тенге

4.2.7 Казахстанское содержание

Казахстанское содержание - это показатель уровня технологического и индустриально-инновационного развития Казахстана, представляющий собой долю в стоимостном выражении в приобретаемых товарах, работах и услугах, в привлечении трудовых ресурсов, используемых при осуществлении деятельности предприятия на территории Республики Казахстан.

Казахстанское содержание в закупках по проекту представляет собой процентное содержание стоимости товаров отечественных товаропроизводителей и затрат на оплату труда физических лиц - резидентов, нанятых поставщиком для выполнения работ и услуг как напрямую, так и посредством заключения договоров субподряда, от общей стоимости капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Стоимость строительства скважин в данном проекте рассчитана с учетом того, что большая часть оборудования и материалов будет приобретаться в Республике Казахстан.

А сам процесс бурения, освоения и исследований будет осуществляться местными компаниями, поскольку у них накоплен достаточно большой опыт по выполнению данного вида работ и имеются профессиональные кадры.

Местное содержание является ключевым фактором, отвечающим ожиданиям руководства страны. Это, также является эффективным способом, с помощью которого ТОО «САУТС-ОЙЛ» может содействовать решению социальных проблем и внести свой вклад в развитие региона в соответствии с социальными программами.

При строительстве и обустройстве нефтяных скважин на месторождении Северный Кенлык предполагается казахстанское содержание следующего состава:

- до 100% товаров будет приобретаться в РК, если приобретаемые товары будут соответствовать стандартам, ценовым и качественным характеристикам;
- при проведении работ предпочтение будет отдаваться казахстанским специалистам;
- будут привлечены казахстанские организации для выполнения работ и услуг – до 100% от общего объема работ, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных товаров, работ, услуг.

Представленные данные по казахстанскому содержанию являются прогнозными и ни в коем случае не должны являться обязательством недропользователя, поскольку все товары и услуги закупались, и в дальнейшем будут закупаться, методом открытого конкурса (тендера). Поскольку на данном этапе проектирования более точный расчет невозможен, при детальном проектировании стоимость казахстанского содержания будет определена с большей точностью.

4.2.8 Анализ рисков

Проекты, связанные с освоением ресурсов углеводородного сырья, характеризуются повышенной степенью риска, вызываемого особенностями процессов поиска, разведки и освоения месторождений. Риск определяется как опасность, возможность убытка или ущерба. Нефтегазовые проекты характеризуются достаточно высокой степенью рисков:

- большая зависимость показателей от природных условий;
- изменчивость погоды во времени;
- вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений;
- высокая капиталоемкость нефтегазодобычи;
- длительный период возмещения начального капитала.

В условиях рыночной экономики государство не несет ответственности за обязательства предприятий и поэтому, все последствия реализации неэффективного решения целиком ложатся на администрацию и коллектив самого предприятия.

Экономическая теория предполагает, что большинство потенциальных инвесторов не склонны к риску. Из двух проектов инвестиций с одинаковым уровнем ожидаемой прибыли будет выбран тот, которому соответствует меньший риск. Риск проекта теснейшим образом связан с величиной прибыли на инвестированный капитал. Чем выше уровень риска проекта, тем он должен генерировать большую прибыль, компенсирующую этот риск.

Все виды рисков, которые могут возникнуть при реализации проекта можно подразделить на несколько видов: политический, социальный, экономический, экологический, риски, связанные с географическим положением, правовые риски, финансовый и производственный риск.

Политический риск

Политический риск связан с возможностью ухудшения политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране и регионе.

В настоящее время наблюдается положительная тенденция повышения международных рейтингов Республики Казахстан. В соответствии с классификацией международных рейтинговых агентств, Казахстан получил инвестиционный рейтинг, в соответствии с которым экономическая и политическая ситуация в Казахстане оценивается как неопасная в краткосрочной перспективе.

В Республике Казахстан целенаправленно идет работа на интеграцию мировую экономику. Главным фактором в структурных преобразованиях экономики Казахстана

становится государственная инвестиционная политика. Стране за годы независимости удалось создать достаточно продуктивную модель инвестиционной политики. Благоприятными факторами, способствующими повышению рейтингов Казахстана, являются экономический рост, наблюдающийся в республике в течение последних нескольких лет, повлекший за собой улучшение большинства экономических показателей, включая профицит счета текущих операций, а также рост золотовалютных резервов и сокращение внешних краткосрочных обязательств.

Постоянно происходит совершенствование налогового законодательства. Налоговое бремя на производителей продукции постоянно сокращается. Политическая система государства стабильна, поэтому политический риск является в настоящее время минимальным.

Социальный риск

Социальный риск характеризуется уровнем безработицы, возможностью забастовок, выражением недоверия со стороны работников органам власти на местах и администрации предприятия. В настоящее время, когда нефтегазовая отрасль развивается быстрыми темпами, происходит открытие новых месторождений, создание многих новых фирм, которые готовы перерабатывать продукцию нефтегазового комплекса, говорить о безработице не приходится, приходится говорить о недостатке рабочих кадров. Представленный проект способствует созданию условий для создания новых рабочих мест.

Стабильность государства, сдерживание роста безработицы, рост реальной заработной платы значительно уменьшают риски забастовок и выражение недовольства со стороны трудящихся. В Улытауской области в целом и в прилегающих районах спокойная политическая обстановка, поэтому вероятность военных конфликтов, введение чрезвычайного положения и проведения забастовок является минимальной.

В случае отрицательного влияния изменения ситуации в стране и Улытауской области на деятельность компании, Недропользователь предпримет необходимые действия по минимизации возникших издержек и снижению влияния указанных факторов.

Экономический риск

Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности, определяющего выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта – чистым дисконтированным поступлениям проекта (NPV) к изменению следующих факторов, которые отражаются на оценке рентабельности проекта: объем добычи, уровень цен на реализуемую продукцию, объем капитальных вложений в проект, эксплуатационные затраты по проекту и ставки WACC. В соответствии с принятыми

нормами руководящих документов нефтяной и газовой отрасли, расчеты были проведены при изменении цен, затрат и добычи в диапазоне $\pm 40\%$. Это позволило получить доверительные интервалы для корректировки построенных номограмм к изменению экономических условий.

В целом, анализ данных показал, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей. Более подробно об экономическом риске приведено в разделе «Анализ чувствительности проекта».

Экологический риск

В Экологическом кодексе Республики Казахстан дано законодательное толкование понятию экологический риск, как «вероятность неблагоприятных изменений состояния окружающей среды и (или) природных объектов вследствие влияния определенных факторов». При этом экологический риск может быть вызван не только деятельностью человека, но и чрезвычайными ситуациями природного характера. Поэтому весьма важным здесь является точная оценка экологического риска, путем выявления и анализа вероятности наступления событий, имеющих неблагоприятные последствия для состояния окружающей среды, здоровья населения, экономики страны, отдельного региона или предприятия.

Экологические риски, связанные с эксплуатацией месторождения, относятся к технологии самой системы эксплуатации объекта. В проекте предусмотрено применение современного высококачественного оборудования, которое соответствует работе в агрессивных средах. Поэтому риски техногенного характера сведены до минимума.

Так как Заказчиком проекта является опытная эксплуатационная компания, где построена четкая структура аппарата управления, установлены взаимосвязи между уровнями управления, разработаны нормы, нормативы и методики управления, будет справедливо утверждать, что риск неправильной эксплуатации проектируемого месторождения будет отсутствовать.

Риски, связанные с географическим положением

Риски, связанные с географическими особенностями региона, в котором Недропользователь зарегистрирован в качестве налогоплательщика и осуществляет основную деятельность, в том числе повышенная опасность стихийных бедствий – ураганы, сильные снегопады, песчаные бури, низкие температуры зимой и очень высокие – летом, степные пожары и т.д., такие риски оцениваются как минимальные.

Улытауский регион характеризуется достаточно развитой транспортной инфраструктурой (железнодорожной, автомобильной и воздушной) и не подвержен

рискам, связанным с прекращением транспортного сообщения в связи с удаленностью и /или труднодоступностью.

В связи с этим риски, связанные с географическим положением, оцениваются как минимальные.

Финансовый риск

Финансовый риск – это тот риск, который понесет заказчик проекта при его претворении в жизнь. Он возникает при неправильной оценке спроса, конкурентов и цен на реализуемую продукцию, при колебании рыночной конъюнктуры и валютных курсов.

В настоящее время спрос на нефть не только не снижается, все время возрастает. Происходит это по многим причинам. Например, увеличение спроса на нефть в азиатско-тихоокеанском регионе, снижение добычи нефти на многих действующих месторождениях и по многим другим причинам.

Цены на нефть в данном проекте взяты как с учетом сложившихся путей продажи в данном регионе, так и с их изменением на международных рынках.

Поскольку в рассматриваемом проекте предполагается постепенный ввод скважин, а капитальные вложения значительно ниже уровня поступающей выручки, то значительного отрицательного значения потока наличности в течение ввода новых объектов не наблюдается.

Вероятность возникновения данного риска оценивается как средняя.

Правовые риски

Финансовые результаты и деятельность участников проекта находятся под влиянием частых изменений в налоговом законодательстве Республики Казахстан. Как и любой иной субъект хозяйственной деятельности, оператор является участником налоговых отношений. В настоящее время в РК действует Налоговый кодекс и ряд законов, регулирующих объем и выплату различных налогов. Существующие налоги включают в себя, в частности, налог на добавленную стоимость, корпоративный подоходный налог юридических лиц (налог на прибыль), налог на сверхприбыль, налог на добычу полезных ископаемых (нефти, конденсата и газа), рентные отчисления на экспорт нефти и конденсата, налог на имущество, единый социальный налог, налог на транспортные средства и прочие налоги и отчисления. Но различные министерства и государственные ведомства, как и их представители, зачастую расходятся во мнениях относительно правовой интеграции тех и иных вопросов, что создает неопределенность и противоречия. Подготовка и представление налоговой отчетности вместе с другими компонентами системы налогообложения находятся в ведении и под контролем различных органов, имеющих законодательно закрепленное право налагать существенные

штрафы, санкции и пени. Вследствие этого налоговые риски в Казахстане существенно превышают риски, характерные для стран с более развитой фискальной системой.

Производственный риск

Производственный риск – это вероятность убытков или дополнительных издержек, связанных со сбоями или остановкой производственных процессов, нарушением технологии выполнения операций, низким качеством и количеством добываемого сырья или работы персонала и т.п.

В данном проекте производственный риск связан с эксплуатацией действующих и запроектированных объектов месторождения. При определении производственного риска по настоящему проекту стоит учитывать, что в проекте предусмотрено применение высоко автоматизированного производства, современного высококачественного оборудования, которое соответствует бесперебойной добыче нефти.

Поскольку предполагается, что эксплуатацию действующих и запроектированных объектов будет производить компания, как ТОО «САУТС-ОЙЛ», имеющая высококвалифицированных специалистов и рабочих, которые будут соблюдать все существующие нормы и правила, риск производственного характера должен быть сведен до минимума.

На основе прогнозирования всех возможных рисков руководству предприятия необходимо разработать программу воздействия, посредством которой необходимо добиться устойчивости проекта в случае возникновения отклонений от заданных параметров.

4.2.9 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности инвестиционного проекта - это характеристика его устойчивости. При анализе устойчивости его анализируют с позиции основных экономических характеристик эффективности.

Использованные в расчетах показатели различны не только по своему смыслу, но и по степени определенности принятых значений. Например, ставки налогов установлены законодательством и известны с высокой степенью достоверности. Значения же принятых эксплуатационных расходов и капитальных вложений определялись на основе расчетов. В определенной степени это относится и к доходной части, так как цена реализации нефти была принята на основе макроэкономических показателей ТОО «САУТС-ОЙЛ», что предполагает изменении использованных макроэкономических показателей.

В данном разделе по рекомендуемому второму варианту проведен расчет чувствительности проекта на изменение чистой приведенной стоимости денежного потока

(NPV - 15%), при изменении от базовой величины, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения следующих исходных факторов:

- объем добычи нефти;
- цены реализации продукции;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;
- WACC (ставка средневзвешенной стоимости капитала).

Проведенные расчеты свидетельствуют, что проект является устойчивым к изменению капитальных вложений, эксплуатационных затрат и ставки WACC в пределах увеличения их стоимости на 40%, так как в этом случае проект сохраняет экономическую эффективность. Увеличение объема добычи нефти и цены на нефть делает проект еще более эффективным, тогда как при снижении указанных показателей на 20% и более, проект теряет свою достигнутую эффективность. Для повышения эффективности проекта необходимо стремиться к снижению расходов и увеличению доходов.

Таким образом, наиболее чувствителен данный проект к изменению объема добычи и цены реализации на нефть. В целом, расчеты показали, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей в пределах до 20% в сторону ухудшения.

Для наглядной демонстрации влияния переменных показателей на критерии экономической эффективности проведен анализ чувствительности проекта, представленный на рисунках 4.2.9.1 - 4.2.9.2.

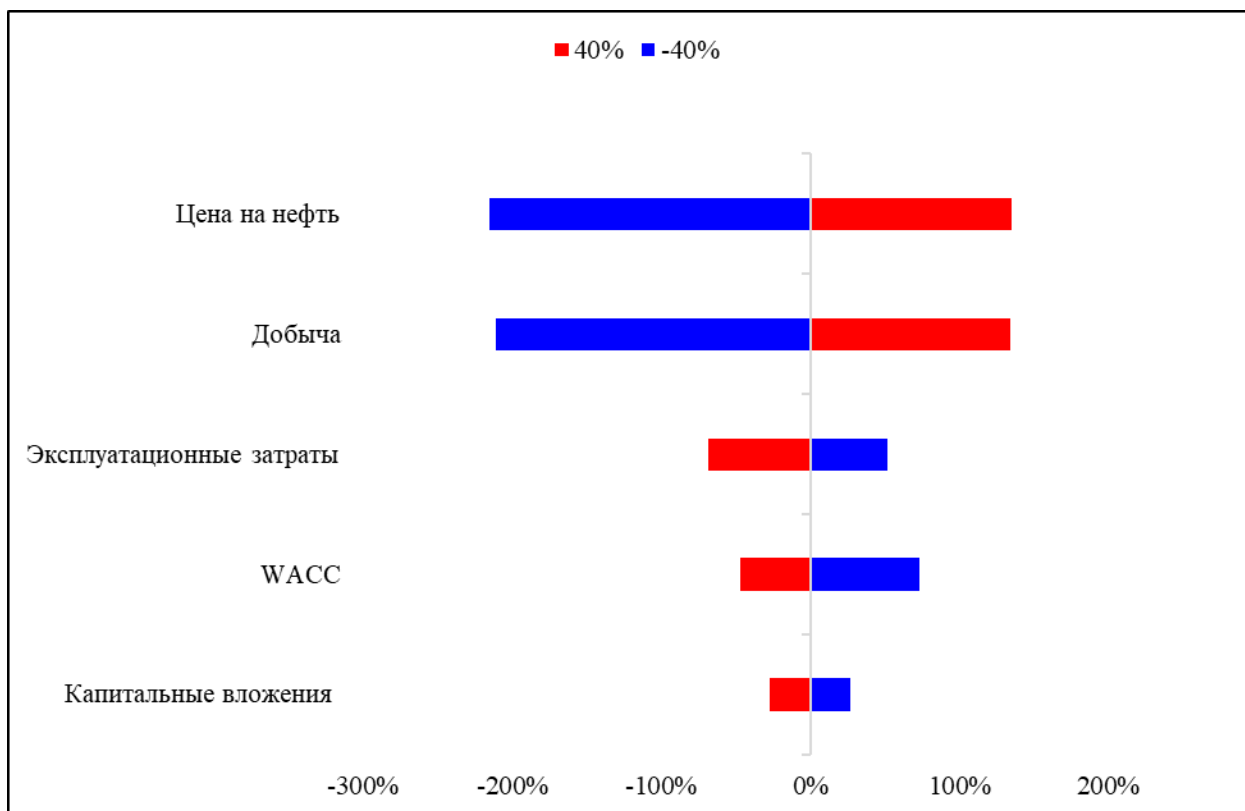


Рисунок 4.2.9.1 - Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Торнадо»

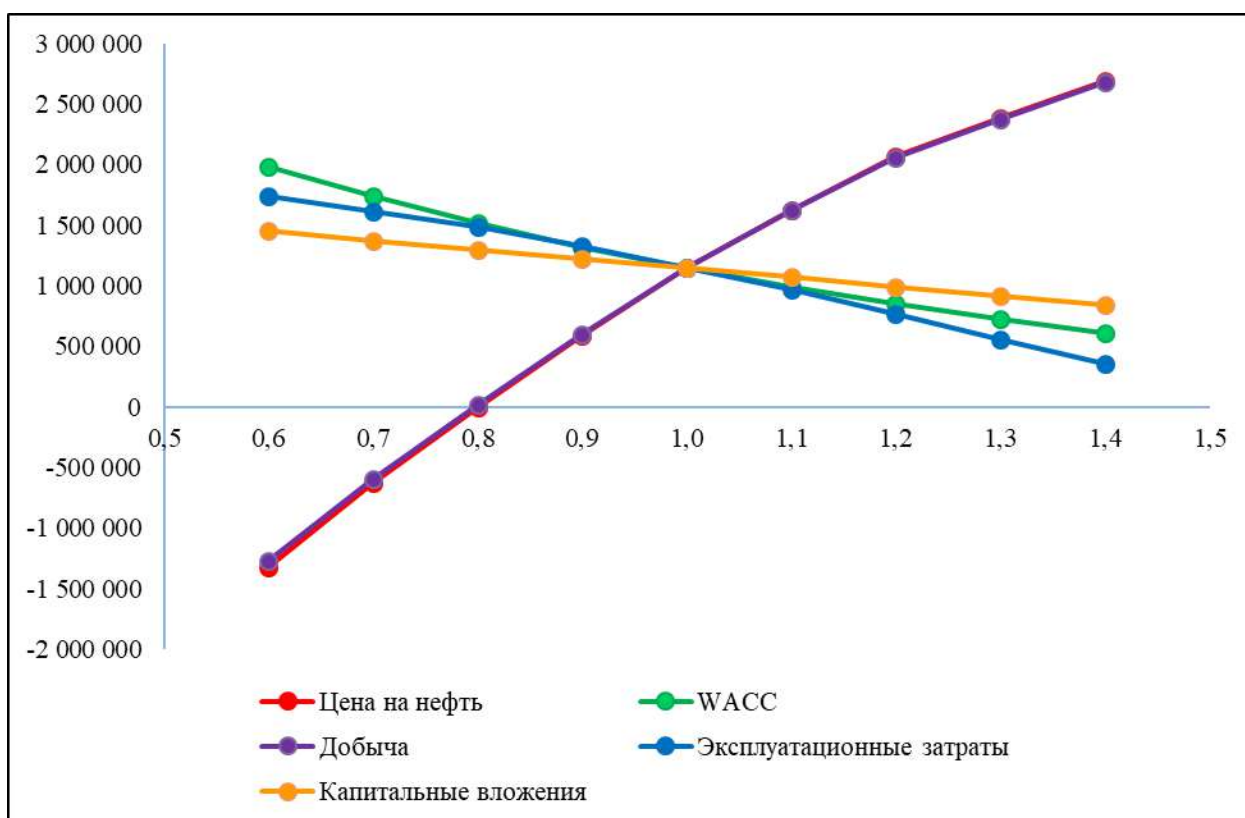


Рисунок 4.2.9.2 - Чувствительность проекта к изменению NPV на факторном анализе «Паук»

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти и газа из недр

Государственным балансом полезных ископаемых учтены запасы нефти и газа продуктивных горизонтов месторождения Северный Кенлык, рассмотренные и утвержденные ГКЗ по состоянию изученности на 01.07.2021 г. (протокол №2409-22-У от 08.02.2022 г.).

Расчет коэффициента извлечения нефти из недр - $K_{но}$ определялся по коэффициентной методике по формуле:

$$K_{но} = K_1 * K_2 * K_3$$

где, K_1 – коэффициент сетки или коэффициент охвата дренированием запасов нефти при проектируемой сетке скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта, зависящий от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента;

K_3 - коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов нефти, зависит от зональной и послойной неоднородности пласта, различия физических свойств нефти и вытесняющего агента.

Утвержденный коэффициент извлечения нефти месторождения Северный Кенлык составляет 0,284 д.ед. (выделен единственный эксплуатационный объект).

По рекомендуемому второму варианту разработки выработка извлекаемых запасов нефти по месторождению достигает утвержденной величины. В третьем варианте разработки с учетом дополнительных бурении. С существующим фондом и темпом разработки не достигаем утвержденных значений КИН и соответственно извлекаемых запасов нефти.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Технико-экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками и системой разработки месторождения Северный Кенлык.

При принятых условиях и допущениях представленный проект экономически эффективен по всем рассматриваемым вариантам. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Северный Кенлык проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по альтернативным вариантам, приведенных в сводной таблице 5.1.

Таблица 5.15 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	годы	2023 - 2034	2023 - 2042	2023 - 2036
Добыча жидкости	тыс.тонн	209	389	362
Добыча нефти	тыс.тонн	101	153	140
Добыча попутного газа	млн.м3	3,2	4,9	4,4
КИН за рентабельный период	д.е.	0,188	0,284	0,260
Ввод новых скважин из бурения	сквж	-	2	3
Вертикальных добывающих	сквж	-	2	3
Суммарная выручка от реализации	млн. тенге	10 267,3	18 881,2	16 244,5
Капитальные затраты, (без НДС)	млн. тенге	1 772,7	2 859,0	3 434,9
в строительство скважин	млн. тенге	45,3	1 034,8	1 559,4
в нефтепромысловое строительство	млн. тенге	1 727,4	1 824,2	1 875,6
Эксплуатационные затраты с уч. амортизации	млн. тенге	8 125,3	15 277,5	12 962,5
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тенге	5 124,6	10 431,2	8 029,4
Операционный доход	млн. тенге	2 142,0	3 603,7	3 282,0
Чистая прибыль	млн. тенге	1 414,2	2 435,0	2 218,2
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тенге/тонна	80 409,91	99 751,92	92 506,16
Полная себестоимость 1 барреля нефти	тенге/бнэ	11 121,70	13 796,95	12 794,77
Удельные КВЛ на 1 тонну нефти	тенге/тонна	17 576,01	18 686,59	24 543,45
Удельные КВЛ на 1 баррель нефти	тенге/бнэ	2 430,98	2 584,59	3 394,67
Удельные КВЛ на 1 тонну УВ	тенге/тонна	17 111,16	18 192,36	23 894,32
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	тенге/тонна	50 808,01	68 178,49	57 372,32
Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти	тенге/бнэ	7 027,39	9 429,94	7 935,31
Чистые недисконтированные поступления				
- до налогообложения	млн. тенге	4 342,9	7 298,0	6 297,4
- после налогообложения	млн. тенге	2 642,3	4 430,7	3 716,3
- поступления Государству	млн. тенге	1 664,3	2 796,9	2 510,5
Чистые дисконтированные поступления, NPV				
- до налогообложения				
при ставке дисконта в 10%	млн. тенге	2 696,5	3 486,0	3 093,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тенге	2 178,8	2 526,7	2 232,6

Продолжение таблицы 5.15 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
при ставке дисконта в 20%	млн. тенге	1 781,5	1 866,5	1 627,9
- после налогообложения				
при ставке дисконта в 10%	млн. тенге	1 491,5	1 816,9	1 466,5
при ставке дисконта в 15%	млн. тенге	1 124,3	1 147,4	865,0
при ставке дисконта в 20%	млн. тенге	840,5	684,4	444,5
- в бюджет Государства				
при ставке дисконта в 10%	млн. тенге	1 183,0	1 630,9	1 585,8
при ставке дисконта в 15%	млн. тенге	1 036,4	1 348,9	1 334,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тенге	925,7	1 157,1	1 155,7
Срок окупаемости проекта, РР	год	2,7	4,3	5,1
Срок окупаемости проекта, DPP	год	3,2	5,3	6,4
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	48	33	28
Индекс доходности, PI				
при 0% дисконта	ед.	2,5	2,5	2,1
при ставке дисконта в 10%	ед.	1,8	1,7	1,5
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,6	1,4	1,3
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,5	1,3	1,2

Выводы

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает второй вариант, так как:

- **первый вариант** - базовый вариант предполагает разработку месторождения без бурения скважин. Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период минимальные и составили 101 тыс. тонн нефти, что отразилось на уровне КИН, который составляет 0,188 д.е., NPV после налогообложения при ставке WACC 15% равен 1 124 млн. тенге;
- **второй вариант** предусматривает бурение 2 вертикальных добывающих скважин. Проводимые мероприятия оказывают положительное влияние на увеличение добычи нефти, а, следовательно, и доходной части данного варианта. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи нефти – 153 тыс.тонн, попутного газа – 4,9 млн.м³, значение рентабельного **КИН – 0,284** д.е. Данный вариант имеет наиболее выгодные экономические показатели и превосходит альтернативные варианты по основному показателю, определяющему выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта - чистым дисконтированным поступлениям NPV, которые за рентабельный период эксплуатации составляют самые высокие положительные значения при ставках дисконта 10%, 15% и 20% соответственно 1 817 млн.тенге, 1 147 млн.тенге, 684 млн.тенге, PI при ставке WACC 15% равен 1,4 д.е;

- **третий вариант** предполагает бурение 3 вертикальных добывающих скважин. Несмотря на то, что по данному варианту предусмотрена большая нефтеотдача, капитальные вложения (3 435 млн.тенге) необходимые для реализации данного проектного решения, не позволили получить лучших экономических показателей. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 140 тыс.тонн, попутного газа – 4,4 млн.м3, значение рентабельного КИН – 0,260 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 15% равен 865 млн.тенге.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по **второму варианту** экономические показатели оказались лучше, чем по двум альтернативным вариантам разработки месторождения Северный Кенлык. По второму варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий экономически рентабельный КИН - **0,284** д.е. и самый долгий рентабельный период из всех рассматриваемых вариантов.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется **второй вариант**, который рекомендуется к реализации.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- охрана труда и окружающей среды;
- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная надежность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

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

По состоянию на 01.07.2022 г. пробуренный фонд скважин на месторождении Кенлык Северный составил 8 единиц (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33), из них 1 скважина (33) ликвидирована по геологическим причинам, 1 скважина (9) в освоении. На дату составления проекта скважины находятся в консервации.

На месторождении Северный Кенлык добыча нефти будет производиться механизированным способом - винтовым насосам.

Устьевое оборудование

Фактически, на месторождении Северный Кенлык, на дату составления данного отчета (01.07.2022 г.) в 3-х добывающих скважинах (№4, 5, 7) используется фонтанная арматура «АФК1-65х21» на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), с ручным управлением и условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм, рассчитанных на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), что соответствуют условиям эксплуатации скважин. А также, исходя из этих условий для установки на скважины рекомендуется фонтанная арматура АФК6А–65х21 по ГОСТ 13846-84 или соответствующая ей по классификации АНИ, крестового типа на рабочее давление 21 МПа, с проходным диаметром стволочной части ёлки – 80 мм

и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками). Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. Компоновка устья скважины может включать следующее оборудование:

- пневмогидравлический клапан-отсекатель для защиты выкидных линий от разрыва в случае превышения давления выше допустимого рабочего;
- шаровой кран камеры запуска скребков для непрерывной очистки выкидных линий от парафиновых отложений;
- патрубок для возможного ввода ингибитора парафиноотложений в зимний период, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

Внутрискважинное оборудование

В качестве подземного оборудования для фонтанных скважин с учетом проектных дебитов, на месторождении рекомендуется установить пакер и НКТ диаметром 73 мм.

Выбор типа пакера связан с конструкцией скважины, компоновкой и глубиной спуска подъёмного лифта, а также с условиями его работы (необходимость проведения геофизических исследований и других технологических операций). В этих условиях, наиболее надёжным является трубный, механический, съёмный пакер. Преимущество такого пакера в том, что для его установки не требуется высокое давление по сравнению с гидравлическим, и не требуется разбуривание пакера при необходимости проведения технологических операций, в сравнении со стационарным. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществлять отсоединение (или соединение) колонны подъёмных труб в скважине от пакера. Надпакерное кольцевое пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, заполняется жидкостью (например, на основе CaCl_2), обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером располагается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и

эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом, в частности оборудованы штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ) фирмы «KUDU» (Канада).

Для получения запланированных отборов жидкости рекомендуется новые скважины также оборудовать «KUDU», так как эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождении Северный Кенлык и на месторождениях Кенлык, Актау, Есжан итд. Выбранное оборудование должно обеспечить максимальный отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в расчетах технологических показателей.

Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ).

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как жидкостей, так и жидкостей с содержанием механических примесей.

Оборудование устья ШВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на шлейфовую линию. Подземное оборудование ВШНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

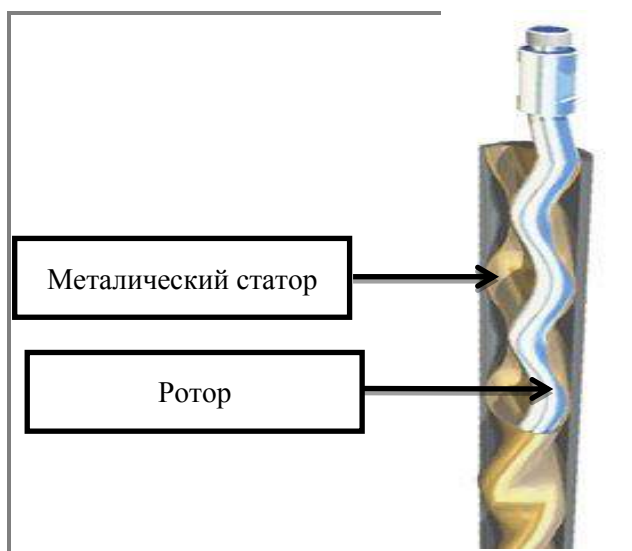


Рисунок 6.1.1 - Ротор со статором

Приводом ВШНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин ШВНУ оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы ВШНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73

мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг. Судя по тому, что отсутствуют ремонты, связанные с обрывом штанг, применяемые колонны штанг являются рациональными для условий эксплуатации ШВНУ на месторождении.



Рисунок 6.1.2 - ШВНУ фирмы «KUDU» (Канада)

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Требования к электрохимической защите сооружений

Необходимость применения электрохимической защиты на газовых и нефтепроводных коммуникациях обусловлена агрессивностью грунтов. При транспортировании продукции система электрохимзащиты подземных коммуникаций должна отвечать следующим требованиям.

- При всех способах прокладки все подземные сооружения из углеродистых сталей подлежат комплексной защите независимо от коррозионной агрессивности грунта и условий эксплуатации.
- Подземные сооружения необходимо защищать по технологической схеме электрохимической защиты (катодной, протекторной и дренажной) непрерывной катодной поляризацией всей поверхности.
- Система катодной поляризации должны поддерживать защитные потенциалы на всем протяжении защищаемых сооружений.
- Все соседние трубопроводы одного или различного назначения должны быть включены в единую технологическую систему совместной электрохимической защиты.

Если наружной коррозии, обусловленной геолого-техническими факторами подвержены все категории скважин, то внутренней коррозии подвержены в основном, нагнетательные скважины. Система ППД – одна из наиболее подверженных коррозионно-опасным факторам систем при нефтедобыче.

Существует коррозионная угроза для скважин нагнетательного фонда и водозаборных скважин. В настоящее время отмечены проявления бактериального заражения в системе нагнетания. Основанием для констатации последнего факта послужило увеличение давления в системе фильтров вследствие осаждения сульфида железа – продукта биокоррозии. Ранее отмечалось наличие значительного количества растворенного железа в составе воды технического водозабора, что указывало на протекание электрохимических процессов. Перечисленные факты обусловлены коррозионной активностью воды, применяемой для нагнетания.

Подготовка нагнетаемого агента (воды сенон-палеоценового комплекса), отличающегося значительной коррозионной агрессивностью, осуществляется обработкой нагнетаемой воды рядом химических реагентов. Для предотвращения процессов биоценоза производится стерилизация воды формалином непрерывным вводом. В связи с замеченными фактами роста интенсивности биоценоза, наряду со стерилизацией, предпринята обработка воды ударными дозировками биоцида фирмы Baker Petrolate XC – 2675.

При подготовке воды нормируется фракционный состав и содержание механических примесей, применяемые стационарный отстой и система механических фильтров позволяют предотвратить коррозионную эрозию, тем самым уменьшая коррозионные потери в нагнетательных скважинах.

Из существующих средств защиты от коррозии применения ингибиторов по ряду причин особенно эффективно.

Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

Парафиноотложение

Нефть месторождения Северный Кенлык классифицируется как легкая, имеет плотность в среднем 791кг/м³ (тип 1), малосернистая (от 0,109% до 0,916% масс) (класс 1), парафинистая (2,2% до 10%).

При добыче нефти происходит неизбежное изменение термобарических условий. Нефть охлаждается, в основном, при движении ее по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой. Понижение температуры нефти до точки насыщения вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к кристаллизации парафина.

Но, так как нефть месторождения является высокопарафинистой, то процесс добычи таких нефтей может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений.

Выпадение парафиновых отложений в подъёмных трубах ведёт к их закупориванию, что приводит к снижению дебитов скважин.

На данном этапе рекомендуется в холодный период осуществлять обогрев устьевого оборудования скважин и проводить периодический мониторинг за состоянием подземного оборудования, с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений связанных с этим.

По физико-химическим свойствам нефти месторождения относятся к среднему классу, пониженной вязкости, парафинистым, малосернистым.

Содержание парафина составляет – 2,2-10 %, серы – 0,097-0,109 %. Нефти характеризуются плотностью $-0,792 \text{ г/см}^3$ и кинематической вязкостью при 20°C равной $2,5-2,84 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Процесс добычи таких нефтей может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений, содержащих парафины, асфальтены, смолы и механические примеси.

Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и на удаление уже образовавшихся отложений, которые являются широко распространенными и делятся на несколько видов:

Механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;

Тепловой - закачка в скважину теплоносителя;

Химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

При механическом способе очистки НКТ с помощью скребка от парафинообразования как правило необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без останова скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП-4-150, автоцистерна АЦ-5, агрегат ЦА-320, ЦА-400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- Обработка паром;
- Обработка горячей нефтью;
- Обработка горячей водой.

Также для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получил химические реагенты – ингибиторы СНПХ.

Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы и другие химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промысловыми испытаниями.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

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

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-парафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других – неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Мероприятия по борьбе с обводненностью откачиваемой продукции:

Основными возможными причинами обводнения скважин являются:

- ✓ негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- ✓ заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- ✓ внутрипластовые перетоки воды и углеводородов;
- ✓ перемещение НВК, ГВК в процессе разработки месторождения;
- ✓ конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межпластовых вод.

В качестве эксперимента рекомендуется испытать новые технологии РИР водоизолирующими составами на основе синтетических смол (карбамидоформальдегидная смола марки КФЖ, ацетоноформальдегидная смола АЦФ³М-75 и др.). Выбор этих смол в качестве материала для РИР обусловлен прежде всего хорошей фильтруемостью в поры и каналы пласта, отсутствием в них взвешенных частиц и возможностью регулирования времени их отверждения.

От многих видов полимерных и полимерно-гелевых технологий, применяемых в настоящее время, ПГС «Темпоскрин» отличается тем, что она однокомпонентный, при смешении с водой образует гидрогели с пространственной структурой. При этом вязкость и пластичность ПГС «Темпоскрин» практически сохраняются с одновременным увеличением показателей упругих и эластичных свойств ПГС, что обеспечивает получение лучших технологических и экономических результатов.

Особенность технологии ПГС «Темпоскрин» заключается в сочетании двух способов введения гелей в пласт: синтез гелей в пласте и непосредственной закачки гелей в пласт. Благодаря дисперсной структуре геля «Темпоскрин», состоящего из множества мелких гелевых частиц размером 0.2-4 мм, он обладает высокими подвижностью и проникающей способностью по отношению к трещинам и крупным порам. Однако гель не

проникает в низкопроницаемые и гидрофобные участки пласта вследствие того, что размеры гелевых частиц больше, чем размеры пор таких пород.

Промышленные испытания показали, что ПГС «Темпоскрин» применима на месторождениях сложного геологического строения с неоднородными песчано-глинистыми коллекторами (толщина пласта 3-100 м, проницаемость 0.1-5 мкм², пористость более 16 %, температура пласта до 85 °С), эксплуатируемых с применением заводнения и вступивших в позднюю стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции (от 60 до 98 %).

В целом, по данным ООО НТФ «Атомбиотех», технология «Темпоскрин» позволяет:

- ✓ подключить в разработку ранее не работавшие пласты и прослои;
- ✓ увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
- ✓ изменить направление фильтрационных потоков жидкости;
- ✓ выровнять профиль приемистости нагнетательной скважины и пласта;
- ✓ повысить вытесняющую способность закачиваемой системы;
- ✓ создать условия для возникновения дополнительного остаточного сопротивления воде за счет флокулирующих свойств;
- ✓ уменьшить обводненность добываемой продукции;
- ✓ повысить нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии их эксплуатации.

ПГС «Темпоскрин» готовится на скважине путем смешения однокомпонентного состава гелия с пресной или минерализованной водой и закачивается насосным агрегатом (например, типа ЦА-320). Для обработки одной скважины, по рекомендациям ООО НТФ «Атомбиотех», требуется от 0.2 до 1.2 т реагента в порошкообразной форме. Приготовленный ПГС закачивается в скважину в течение 15-20 ч, затем продолжается нагнетание в пласт воды в обычном режиме. Добывающие скважины начинают реагировать через 1.5-2 месяца после закачки реагента в пласт. Продолжительность действия реагента составляет 10-17 мес; 1 т сухого реагента «Темпоскрин» дает возможность получить дополнительно 1500-8000 т нефти в зависимости от геологического строения пласта и величины его остаточных запасов.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Промысловой практикой установлено, что коррозионное разрушение подземного оборудования эксплуатационных скважин сказывается в первую очередь на аварийности

насосно-компрессорных труб (НКТ) и нарушении герметичности обсадных колонн. Количество нарушений обсадных колонн в зоне цемента существенно ниже, чем в незацементированных зонах, т.е. цементное кольцо хорошо предохраняет металл от коррозионного разрушения. Поэтому рекомендуется с самого начала строительства скважин осуществлять высоту подъема цементного раствора до ее устья.

Для защиты от коррозии может быть рекомендована периодическая обработка задавливанием ингибитора в пласт. Закачку ингибитора в продуктивный пласт применяют для защиты подземного оборудования, используя призабойную зону скважин в качестве естественного и длительно функционирующего дозатора. Объем ингибитора для задавки в пласт выбирается с учетом периодичности между обработками, условий концентрации реагента, времени заполнения пространства (количество ингибитора должно хватить для формирования защитной пленки на металле труб по всей их протяженности до устья при данной скорости потока), избытка ингибитора для компенсации необратимой адсорбции на породах пласта.

Большой эффект в снижении скорости коррозии достигается при использовании ингибиторов коррозии слаборастворимых как в нефти так и в водной фазе (водонефтьдиспергируемые).

Существует другой способ защиты оборудования водяных скважин – спуск колонн (хвостовика) из коррозионно-стойких материалов или с защитными покрытиями. Целесообразность усиленной защиты оборудования водозаборных скважин должна быть экономически обоснована.

В табл.6.2.1 приведены основные способы борьбы с осложнениями в процессе эксплуатации.

Таблица 6.2.1 – Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту

№ п/п	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность
1	Применение различных растворителей парафиновых отложений	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Постоянно
2	Тепловые методы удаления АСПО: ОГН, ОГВ	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Периодически
3	Ввод ингибиторов коррозии	Нагнетательные скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Постоянно
4	Ввод ингибиторов солеотложений	Нагнетательные скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Постоянно

6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система сбора должна представлять собой закрытую систему, т.е. вся продукция скважин доведена до центрального пункта сбора. Рекомендации по системе сбора определяются составом продукции скважин и современными техническими возможностями для их реализации.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать точными замерами дебита продукции каждой скважины;
- обеспечивать герметичностью сбора добываемой продукции;
- обеспечивать учет промысла в целом;
- обеспечивать надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечивать автоматизацию основных технологических процессов.

Технологический процесс добычи нефти на месторождений «Северный Кенлык» распределен на двух участках месторождений, на Западном и Восточном блоке, с системой нефтедобывающих скважин, выкидные линии которых соединены входными манифольдами и промысловыми коллекторами.

При этой системе технология сбора и транспорта нефти будет осуществляться по следующей схеме:

Добываемая продукция месторождения Северный Кенлык со скважин: №№4, 5, 7 поступает на УПСВ-СК – 1 и далее автоцистерной транспортируется до ЦППН м/р. Кенлык, где подключается к манифольду.

Скважинный продукт от добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям и коллекторам поступает на входной манифольд, где предусматривается замер поступающей жидкости по каждому входному коллектору с помощью автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) «Спутник» АМ-40-10-400, расположенной на УПСВ месторождения.

Для наиболее эффективного разрушения водонефтяной смеси на еще стадии добычи и защиты водонефтяной смеси от старения используются эффективные деэмульгаторы. Для ввода деэмульгатора предусмотрены две точки дозирования с блоков БР дозировочными насосами (НД-2,5/400), расположенные на отдаленных манифольдах месторождений: МФ-1 северного блока и МФ-2 южного блока, для обеспечения внутритрубной деэмульсации водонефтяной смеси.

После замера поток газонефтеводяной смеси направляется на путевой подогреватель нефти ПП-0,63АЖ (на жидком топливе) по пути с автоматизированной

блочной установками реагентов БРД-10 вводится ингибитор коррозии 20-30г на тонну. Далее, жидкость поступает на концевой делитель фаз емкостной (КФДЭ) со сбросом воды для отделения нефти, газа и воды. После наполнения сепарированный газ по газовой линии проходит через емкость конденсатосборник, ГРПШ и далее следует на розжиг печей ПП-0,63АЖ №1, №2 где жидкость подогревается до 70-80°C.

Нефть под давлением скопившегося газа с КФДЭ направляется в резервуар хранения нефти ОН-1 объемом 60м³, где нефть дополнительно отстаивается, затем, по верхним перетокам переливается в резервуар хранения нефти ОН-2 объемом 60м³.

Отстоявшаяся вода с отстойников по трубопроводу отводится в резервуары пластовой воды ОВ-1 и ОВ-2 объемом 100м³ каждый.

Товарная нефть с горизонтальных резервуаров нефтяными насосами через наливные эстакады АСН (автоматический стояк налива нефти) загружается в нефтевозы и транспортируется на ЦППН м/р. Кенлык.

Подтоварная вода по трубопроводам отводится в резервуары пластовой воды ОВ-1 и ОВ-2. Дренаж со всех резервуаров УПСВ предусмотрен в подземную дренажную емкость ДЭ объемом 63м³.

Также, в процессе подготовки воды на линию перекачки пластовой воды с дренажной емкости ДЕ-63м³ в ОВ-100м³ №1 и №2 дополнительно вводится ингибитор коррозии из блока БДР-10 на УПСВ. Далее, очищенная от нефтяной пленки и механических примесей пластовая вода с помощью насосных агрегатов НБ-125 используется для ППД через нагнетательные скважины месторождения Кенлык.

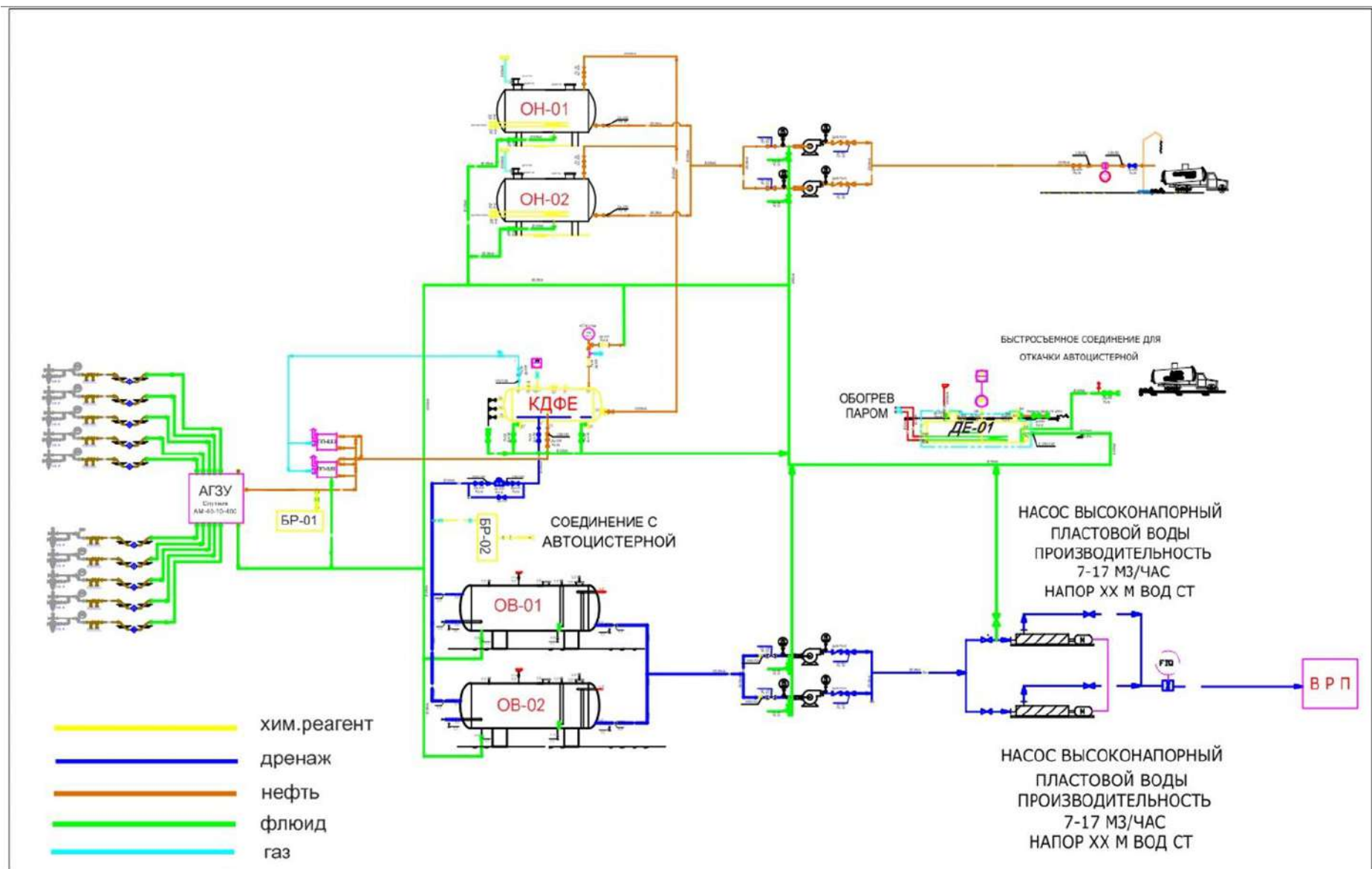


Рисунок 6.3.1 - Схема сбора и транспорта нефти месторождения Северный Кенлык

Технологические потери нефти

В последние годы на основании ввода новых законодательных и нормативных документов, повышены требования по учёту добычи нефти для контроля за разработкой месторождений РК и учёту технологических потерь нефти. Организация своевременного проведения данных работ осуществляется на предприятии.

В целях учета недропользователем количества извлекаемой из недр нефти, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение потерь нефти при сборе, транспортировке, подготовке и хранении, производится периодический расчет технологических потерь нефти с определением нормативов для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добычи.

Учету подлежат только технологические потери, происходящие на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования. Таким образом, технологические потери это потери, неизбежные при данном уровне техники и технологии.

Потери нефти, связанные с потерями от утечек в трубопроводах, через уплотнительные узлы насосов, задвижек, при замене оборудования, различных видах профилактических работ (продувки, промывки и т.д.), в результате различного вида аварийных ситуаций являются эксплуатационными и должны фиксироваться производственными структурами по факту. При нормальных условиях эксплуатации трубопроводов и технологических установок различного назначения, потери от утечек должны быть сведены к минимуму, так как по мере их появления они должны быть предотвращены своевременным выполнением известных организационно технических мероприятий.

Технологические потери нефти на любом участке промысла (в системе сбора и подготовки добываемой продукции), а также при хранении и транспортировке индивидуальны для каждого месторождения, так как зависят от специфических особенностей нефти и должны определяться на основании серий лабораторных исследований не менее двух раз в год - в тёплое и холодное время года. По результатам лабораторных исследований рассчитываются максимальные, минимальные и среднегодовые технологические потери нефти.

Уровень технологических потерь, рассчитанный на основании результатов, выполненных на промысле лабораторных исследований в соответствии с нормативной документацией, является нормативом и подлежит использованию при составлении баланса добычи сырой нефти и реализации товарной продукции.

Работы по определению технологических потерь нефти осуществляются

квалифицированным опытным подрядчиком в рамках отдельного договора. Периодичность проведения данных работ обусловлена бурением новых скважин, изменением технологии системы сбора и подготовки (вводом в эксплуатацию новых промысловых объектов, расширение существующих площадок ЦППН, увеличением обводненности добываемой продукции и проч.).

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

Регулирования вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, кодексом, постановлением Правительство РК, и директивными указаниями Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК.

В 2023 году планируется разработать «Программу развития переработки, попутного газа на 2023-2025 гг.» которую в последующем направлять для утверждения рабочей группой Министерства энергетики РК и Комитетом геологии и недропользования МИР РК.

Весь объем попутно-добываемого газа на месторождении Северный Кенлык планируется использовать на собственные технологические нужды в качестве топлива для печи подогрева нефти. При этом будет осуществляться 100% утилизация газа на месторождении Северный Кенлык.

Таблица 6.4.1 Баланс попутного газа месторождения Северный Кенлык на 2023-2025 гг.

Год	Добыча попутного газа, млн.м ³	Потребление на собственные нужды, млн. м ³		Технологически неизбежное сжигание (дежурная горелка - 1 ед.), млн.м ³	Процент утилизации, %
		На печи подогрева нефти, млн.м ³	На газовую горелку, млн.м ³		
2023	0.387000	0.233700	0.153300	0.0	100
2024	0.383000	0.297700	0.153300	0.0	100
2025	0.399000	0.245700	0.153300	0.0	100

В настоящее время основным потребителем газа на месторождениях являются печи для подогрева нефти ПП-0.63. установленные на УПСВ месторождения.

Учитывая текущее состояние и имеющейся в данное время на промысле установки ПП-0.63. считаем целесообразно использовать попутный газ, как альтернативой топливу подающимся в настоящее время.

На месторождении Северный Кенлык добыча попутного газа осуществляется в малых объемах и весь объем утилизируется использовать на собственные нужды (печи для подогрева нефти ПП-0.63).

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

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Северный Кенлык и их назначения. Бурение проектных скважин планируются на палеозойские отложения (горизонт Ф-1). Во время бурения скважин посредством исследования геофизическими методами были получены данные пластовых давлений. Палеозойские отложения характеризуется нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до 0.110 кгс/см^2 . На соответствующих разрезах в скважине для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- 0.110 кгс/см^2 на 10 м у башмака первой обсадной колонны
- 0.110 кгс/см^2 на 10 м у башмака кондуктора.
- 0.110 кгс/см^2 на 10 м у башмака технической колонны.
- 0.110 кгс/см^2 на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны.

По результатам анализа нефть характеризуется плотностью $0.868-0.919 \text{ г/см}^3$, давление насыщения $0.23-1.07 \text{ МПа}$, газосодержание составляет $1.95-12.78 \text{ м}^3/\text{т}^3$.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

Для скважин глубиной 1500м

1. Направление $\varnothing 426 \text{ мм}$, спускается на глубину 40м. Забутовывается до устья.
2. Кондуктор $\varnothing 323,9 \text{ мм}$, спускается на глубину 200м, это колонна служит для перекрытие возможных водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом, , установки противовыбросового оборудования. Точная глубина определяется при бурении и соответствует глубине появления чистой глинистой породы, способной "держать" башмак колонны. Цементируется до устья.
3. Техническая (промежуточная) колонна диаметром $\varnothing 244,5 \text{ мм}$ спускается на глубину 800 м, башмак технической (промежуточной) колонны устанавливается на плотных породах отложениях нижней юры. Цементный раствор за колонной поднимается

до устья, для предотвращения осложнений при дальнейшем бурении под эксплуатационную колонну, а также создает надежную устья скважины перед вскрытием нефтегазопроявляющих горизонтов.

4. Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается до проектной глубины 1500м с целью испытания и эксплуатации продуктивных нефтяного горизонта Ф-1 и цементируется до устья.

Таблица 7.1.1 - Конструкция скважин

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Характеристика обсадных труб		Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны		Марка (группа прочности труб)	Толщина стенки, мм		
Направление	490,0	426,0	40	Д	10,0	до устья	G
Кондуктор	393,7	323,9	200	Д	9,5	до устья	G
Техническая (промежуточная) колонна	295,3	244,5	800	K-55	8,9	до устья	G
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1500	K-55	8,9	до устья	G

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 1500м. и применение мобильных буровых установок с повышенной монтажоспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок данным требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка типа ZJ-20, ZJ-30 итд. На данной буровой установке возможно размещение комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно изложена в Техническом проекте на строительство скважин.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;

- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

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. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении мезозойских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, ближе к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко - и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Тампонажные работы:

Крепление скважин обсадными колоннами должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1975г и с «Инструкцией

по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», Астана-2005г.

Очень важную роль играет при строительстве скважин – это крепление скважины.

Как показывает опыт крепления скважин на площадях Кенлык, Северный Кенлык, Актау, Есжан и Карабулак повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования. Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонны нужно следовать нижеследующих рекомендаций:

- перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- предоставить на буровой результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия на качество тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;
- применение добавок- понизителей фильтрации цементного раствора;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д.;
- качество и количество буферной жидкости (не менее 200м за колонной);
- при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе и предусмотреть возможности применения цементирования в двух порциях. Вторая порция с плотностью цементного раствора 1,85г/см³ с забоя до перекрытия продуктивной толщи и первая порция, облегченная с плотностью 1,65г/см³ высота подъема цемента до устья;

К сожалению, недостаточное количество информации по анализируемым скважинам не позволяет учесть все факторы, влияющие на качество цементирования и выработать полный комплекс рекомендаций, направленный на его улучшение. Однако считаем, что необходимо обратить внимание на недостаточно высокое качество цементирования эксплуатационной колонны ранее пробуренных скважин, результатом, которого могут быть межколонные проявления и флюидоперетоки в продуктивной зоне.

Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «ЕТП ведения работ при строительстве скважин...» репрессия на пласт не должна превышать 5-10% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

В эксплуатационной колонне, в установленных по данным ГИС и кернового материала объектах вторичное вскрытие продуктивных горизонтов в разведочных и эксплуатационных скважинах производились кумулятивными перфораторами типа 4505 Power Jet с плотностью зарядов 17 отверстий на 1 погонный метр, исходя из типа заряда. В некоторых скважинах применялась комбинированная перфорация двумя типами зарядов. Точность прострела интервала перфорации контролировалась записью термометрии, локатора перфорационных отверстий и дефектоскопа (ДСИ).

Для вторичного вскрытия продуктивных горизонтов проводилось в скважинах, заполненных полимерным раствором с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении, с обязательной привязкой по ГК. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля качества сцепления цементного камня со стенкой скважины и эксплуатационной колонны. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 15-20МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течение суток.

В процессе опробования применяются насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 73мм марки стали «Д», спускаемые на 5-10м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществляется путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт, заменой полимерного раствора на нефть с последующей продувкой компрессором ДКС-250-9/101 или аэризацией с помощью ЦА-320. После получения притока нефти из пласта производилась очистка скважины через 7-10мм штуцер до восстановления естественных фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Показателем качественной очистки являлось стабильное фонтанирование нефти и отсутствие фильтрата бурового раствора и твердых частиц, что определялось при работе через сепаратор.

Освоение скважины производится:

- заменой полимерного раствора на техническую воду (удельный вес воды $1,03 \text{ г/см}^3$) с последующей аэризацией или продувкой компрессором;
- свабиrowание.

Вызов притока осуществляется путем замены полимерного раствора на техническую воду, при отсутствии притока производится замена технической воды на нефть. При слабом притоке жидкости или его отсутствии рекомендуется произвести плавный перевод скважины на механизированный способ.

Вышеизложенная конструкция скважин, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

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

Обоснование проекта плана добычи нефти и попутного газа, объемов буровых работ по рекомендуемому варианту выполнено на основе результатов технико-экономических показателей с 2023 по 2042 годы и анализа технических решений разделов 4-6.

В таблице 8.1 приведены плановые показатели по объемам бурения, добыче нефти и газа по рекомендуемому варианту 2 месторождения Северный Кенлык.

Таблица8.1 – Месторождение Северный Кенлык. I объект. Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ

№№	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, тыс. т	12,219	12,094	12,59	11,961	11,25	10,48	9,7727	9,1226	8,5243	7,9733	7,4654	6,9642	6,4884	6,0492	3,7832	3,5941	3,4144	3,2436	3,081	2,927
2	В т. ч. из: переходящих скважин, тыс.т.	12,219	10,997	10,885	11,961	11,25	10,48	9,7727	9,1226	8,5243	7,9733	7,4654	6,9642	6,4884	6,0492	3,7832	3,5941	3,4144	3,2436	3,081	2,927
3	новых скважин, тыс.т.	0	1,0969	1,7054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	из переведенных скв. с др.объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения, шт.	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	8,5	8,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	520,13	173,38	173,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	1280	1280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	8,96	10,24	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52
12	В т.ч. - добывающие скв.	8,96	10,24	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52
13	- вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	985,5	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т.	0	8,3768	2,7923	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0	12,219	10,997	10,885	11,961	11,25	10,48	9,7727	9,1226	8,5243	7,9733	7,4654	6,9642	6,4884	6,0492	3,7832	3,5941	3,4144	3,244	3,081
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0	20,596	13,789	10,885	11,961	11,25	10,48	9,7727	9,1226	8,5243	7,9733	7,4654	6,9642	6,4884	6,0492	3,7832	3,5941	3,4144	3,244	3,081
18	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	12,219	10,997	10,885	11,961	11,25	10,48	9,7727	9,1226	8,5243	7,9733	7,4654	6,9642	6,4884	6,0492	3,7832	3,5941	3,4144	3,2436	3,081	2,927
19	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.		-9,599	-2,905	1,0759	-0,71	-0,77	-0,707	-0,65	-0,598	-0,551	-0,508	-0,501	-0,476	-0,439	-2,266	-0,189	-0,18	-0,171	-0,16	-0,15
20	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %		-0,466	-0,211	0,0988	-0,059	-0,068	-0,067	-0,067	-0,066	-0,065	-0,064	-0,067	-0,068	-0,068	-0,375	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
21	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	3,1025	3,1025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	2	2	2	2	2	2
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	2	2	2	2	2	2
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,73	9,9294	8,9	9,2	9,1	9,0	9,0	9,2	9,7581	10,372	11,035	11,753	12,53	13,371	20,051	21,856	23,823	25,967	28,3	30,85
26	переходящих скважин по жидкости, т/сут	12,73	9,9294	8,9046	9,2	9,1	9,0	9,0	9,2	9,7581	10,372	11,035	11,753	12,53	13,371	20,051	21,856	23,823	25,967	28,3	30,85
27	новых скважин по жидкости, т/сут	0	8,5	8,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Средняя обводненность продукции: действующего фонда скважин, %	14,257	24,918	26,665	32,163	36,071	40,345	44,287	49,078	54,888	60,039	64,605	68,798	72,559	75,877	76,738	79,726	82,33	84,6	86,58	88,3
29	новых скважин, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Средний дебит: действующих скважин по нефти, т/сут	10,928	7,4552	6,5067	6,1814	5,8388	5,4737	5,1364	4,8244	4,5355	4,2678	4,0194	3,7687	3,5278	3,3043	4,6643	4,431	4,2095	3,999	3,799	3,609
31	переходящих скважин по нефти, т/сут	10,928	7,4552	6,5067	6,1814	5,8388	5,4737	5,1364	4,8244	4,5355	4,2678	4,0194	3,7687	3,5278	3,3043	4,6643	4,431	4,2095	3,999	3,799	3,609
32	Добыча жидкости всего, тыс.т.	14,251	16,108	17,168	17,631	17,598	17,568	17,541	17,915	18,896	19,953	21,092	22,32	23,645	25,077	16,264	17,727	19,323	21,062	22,96	25,02
33	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	15,651	31,758	48,926	66,558	84,155	101,72	119,26	137,18	156,07	176,03	197,12	219,44	243,08	268,16	284,42	302,15	321,48	342,54	365,5	390,5
34	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	13,219	25,313	37,903	49,864	61,114	71,594	81,366	90,489	99,013	106,99	114,45	121,42	127,9	133,95	137,74	141,33	144,75	147,99	151,1	154
35	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,0243	0,0466	0,0698	0,0918	0,1125	0,1318	0,1498	0,1666	0,1823	0,197	0,2108	0,2236	0,2356	0,2467	0,2537	0,2603	0,2666	0,2725	0,278	0,284
36	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	8,5838	16,437	24,612	32,379	39,684	46,489	52,835	58,759	64,294	69,472	74,319	78,842	83,055	86,983	89,44	91,773	93,991	96,097	98,1	100
37	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,9344	7,8532	8,1753	7,7666	7,3053	6,8052	6,3459	5,9237	5,5353	5,1775	4,8476	4,5222	4,2133	3,928	2,4566	2,3338	2,2171	2,1063	2,001	1,901
38	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,9863	8,5906	9,7834	10,302	10,803	11,283	11,859	12,56	13,422	14,5	15,879	17,61	19,913	23,181	18,873	22,1	26,951	35,049	51,27	99,93
39	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,3873	0,3834	0,3991	0,3791	0,3566	0,3322	0,3098	0,2892	0,2702	0,2528	0,2367	0,2208	0,2057	0,1918	0,1199	0,1139	0,1082	0,1028	0,098	0,093
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м3	0,5453	0,9287	1,3278	1,707	2,0636	2,3958	2,7056	2,9948	3,265	3,5178	3,7544	3,9752	4,1809	4,3726	4,4926	4,6065	4,7147	4,8176	4,915	5,008

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

9.1 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования на месторождении Северный Кенлык необходимо осуществлять как путем определения параметров их работы, так и при непосредственном их обследовании со спуском скважинных глубинных приборов. Результаты технического состояния скважин необходимо использовать при проведении внутрискважинных мероприятий и планово-предупредительных ремонтов.

При контроле за эксплуатацией добывающих скважин необходимо проводить регулярный замер дебитов жидкости, нефти и газа, определять обводнённость продукции, содержание механических примесей, фиксировать параметры устьевых, затрубных и межколонных давлений, положения динамического уровня, по результатам которых намечать геолого-технические мероприятия и корректировать режим эксплуатации скважин для обеспечения бесперебойной добычи.

Для контроля за эксплуатацией, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий недропользователю необходимо вести и хранить на протяжении всего периода операций по недропользованию следующую документацию по месторождению в электронном и бумажном формате:

1. ежесуточный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, газа и воды по месторождению;
2. технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин;
3. файл учета проводимых КРС и ПРС;
4. файл учета ГТМ;
5. файл учета проведения геофизических исследований и др.

Для контроля за эксплуатацией добывающих скважин недропользователем ежеквартально составляется технологический режим, в котором указываются следующие основные данные: номер скважины; горизонт; интервал перфорации; диаметр эксплуатационной колонны; тип и модель насоса; глубина спуска насоса; параметры работы насосных установок (длина хода и число качаний для СШНУ, частота вращения электродвигателя для УЭЦН); теоретическая производительность; коэффициент подачи; давление трубное, затрубное, пластовое и давление насыщения; фактические данные работы

установок (средний дебит жидкости, нефти и газа, средняя обводнённость продукции в процентах, газовый фактор); намечаемый режим (дебит жидкости, дебит нефти и обводнённость); намечаемые мероприятия по изменению технологического режима. По результатам данного контроля намечаются геолого-технические мероприятия и корректируется технологический режим работы скважин.

При контроле за эксплуатацией скважин и учета добываемой продукции недропользователем составляются суточные отчеты, в котором фиксируются вся соответствующая информация по скважинам.

Профилактический осмотр наземного оборудования 1 раз в смену. При осмотре работающего станка-качалки оператор должен проверять:

- наличие вибрации;
- состояние резьбовых соединений (простукиванием);
- проверить наличие уровня масла один раз в 7 дней в редукторе;
- проверить наличие нехарактерных шумов и определить их источник;
- натяжение клиновых ремней один раз в месяц (опробованием). В случае необходимости ремни заменить;
- при наличии утечки устранить сальниковое уплотнение/арматуру.

В соответствии с паспортными характеристиками УЭЦН контроль за состоянием его работы заключается в следующем:

- Не реже одного раза в неделю замеряют подачу насоса.
- При спуске установки, а также еженедельно замеряют напряжение и силу тока электродвигателя.
- При сопротивлении изоляции 50 кОм и ниже скважинный агрегат поднимают.
- При отключении установки повторно пускают ее только после предварительного замера мегомметром сопротивление изоляции системы «кабель-двигатель».
- Периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи, подтягивают ослабевшие и зачищают подгоревшие контакты, проверяют затяжку болтов на вводе и выводе и перемычках трансформатора или автотрансформатора (обесточенных).
- Устраняют все другие неисправности УЭЦН согласно инструкции по эксплуатации.

Контроль технического состояния наземного и подземного оборудования являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей.

Зафиксированные данные о работе скважины за весь период её эксплуатации могут служить исходным материалом при установлении оптимального режима работы, а также позволят правильно вести разработку всего месторождения в целом.

9.2 Комплекс геофизических исследований скважин по контролю за разработкой

Соответственно Методических рекомендаций базовой информацией для настоящего проекта разработки месторождения Северный Кенлык являются данные Подсчета запасов УВ 2021 г.

Получение информации о процессах разработки месторождения осуществляется методами промыслово-геофизическими, гидродинамическими и физико-химическими.

Контроль за разработкой месторождения геофизическими методами, согласно «Единых правил...» осуществляется по двум направлениям: исследования в открытом (ГИС) и в обсаженном стволе скважин (ГИС-к).

Таблица 9.2 - Рекомендуемый комплекс геофизических исследований по контролю за разработкой

Геофизические исследования скважин	
Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения	Действующий фонд: по мере необходимости
Исследование профиля поглощения, величины приемистости.	Действующий фонд: по мере необходимости
Обследование технического состояния эксплуатационных скважин	Разовые исследования при вводе скважины из бурения в эксплуатацию.
	Действующий фонд: по мере необходимости.
Обследование технического состояния нагнетательных скважин	Действующий фонд: по мере необходимости
Контроль положения ГВК, и оценка изменения газонасыщенности	Действующий фонд: по мере необходимости
Определение пластовой температуры	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах
	Действующий фонд: по мере необходимости

9.3 Гидродинамические исследования по контролю за процессом разработки

С целью контроля за процессом разработки и для уточнения ФЕС пласта в скважинах месторождения Северный Кенлык необходимо провести гидродинамические исследования согласно «Единых правил...».

В таблице 9.3. представлен обязательный комплекс рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки месторождения Северный Кенлык, где показана виды и периодичность выполнения исследовательских работ согласно ЕП.

Таблица 9.3- Обязательный комплекс рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
Замеры дебитов нефти, газа (жидкости), буферного, затрубного давления и температуры на устье	По всему действующему фонду добывающих скважин	Еженедельно
Определение обводненности продукции	По всему действующему фонду добывающих скважин	Еженедельно
Определение пластового давления	Во всех добывающих и нагнетательных скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения и консервации	Обязательные при вводе в эксплуатацию
	По всему действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин	Один раз в полугодие
Определение забойного давления	По всему действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин	Один раз в квартал
Исследование МУО (не менее чем на 3 режимах)	Во всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения и консервации	Разовые при вводе в эксплуатацию
	Во всех вновь пробуренных скважинах	Разовые при вводе в эксплуатацию
	По всему действующему фонду добывающих скважин	Один раз в год
Исследование методом КВД, КВУ	Во всех вновь пробуренных скважинах	По мере необходимости
	По всему действующему фонду добывающих скважин	
Исследование взаимодействия скважин (гидропрослушивание)		Проведение в случае установления связи с реагирующими скважинами
Отбор глубинных проб и анализ пластовой нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах	Разовые при вводе в эксплуатацию
	По всему действующему фонду добывающих скважин	Один раз в 2 года
Отбор и анализ физико-химических свойств поверхностных проб нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах	По мере необходимости
	По всему действующему фонду добывающих скважин	
Замер статического уровня воды, отбор проб на качество воды	Во всех вновь пробуренных скважинах	По мере необходимости Систематически – 1 раз в год
	По всему действующему фонду добывающих скважин	
Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе	Во вновь пробурённых скважинах	Разовые исследования
Снятие профиля притока в добывающих скважинах	а) В добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения и консервации б) По всему действующему фонду добывающих скважин	а) Разовые исследования при вводе в эксплуатацию б) Целенаправленно и по мере необходимости
Определение профиля поглощения в нагнетательных скважинах	а) В нагнетательных скважинах, вводимых в эксплуатацию переводом из добывающего фонда б) По всему действующему фонду нагнетательных скважин	а) Разовые исследования при вводе в эксплуатацию б) Целенаправленно и по мере необходимости
Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Во всех вновь пробуренных скважинах По всему действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию (нарушение герметичности колонны, заколонные перетоки и пр.)
Оценка остаточного нефтенасыщения	По всему действующему фонду добывающих скважин	Целенаправленно и по мере необходимости
Определение источников водопритокров	По всему действующему фонду добывающих скважин	Один раз в 2-3 года

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Настоящий раздел выполнен на основании следующих документов:

1. Пособие по составлению раздела проекта «Охрана окружающей среды » к СНиП 1.02.01-85;
2. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела «Охрана окружающей среды» в проектах хозяйственной деятельности», Кокшетау, 2000г.;
3. Общие правила охраны поверхностных и подземных вод от загрязнений при бурении и добыче нефти и газа на суше;
4. Постановление Правительства Республики Казахстан от 21 июля 1999 года №1019 «Об утверждении Единых правил охраны недр при разработке месторождении твердых полезных ископаемых, нефти, газа, подземных вод в Республике Казахстан».
5. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденный приказом и.о. МЗ РК от 28 июля 2010 года №554.
6. Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения РК №795 от 6 октября 2010г.

Раздел включает в себя технические, технологические и организационные природоохранные мероприятия, строгое соблюдение и выполнение которых приведет к минимизации воздействия намечаемой деятельности на окружающую природную среду.

10.1. Характеристика воздействия на геологическую среду

Возможные негативные воздействия на геологическую среду при реализации разработки месторождения следующие:

- при проведении буровых работ и обустройства скважин могут выражаться в нарушении сплошности пород;
- при эксплуатации скважин – загрязнении пород нефтью, пластовыми водами, нарушении естественного залегания горных пород.

При бурении скважин техногенное воздействие будет происходить на массив горных пород на всю глубину бурения скважин. Бурение производится путем разрушения

горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой выбуренной породы на поверхность буровым раствором.

Основными загрязняющими веществами, воздействующими на геологическую среду в процессе нефтедобычи, является нефть и попутная пластовая вода. Попадание пластовых вод на поверхность чревато засолением водоисточников в результате инфильтрации и инфлюации в жидкой фазе. Наибольший вред окружающей среде при эксплуатации скважин могут оказать аварийные выбросы и фонтанирование нефтью, аварийные прорывы нефтепроводов и водопроводов.

При эксплуатации месторождения основным источником загрязнения является конструкция скважин. Принятая конструкция скважин позволяет качественное разобщение пластов и не допускает гидроразрыва пород. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Особое внимание при строительстве скважин будет уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважин. Для повышения крепления скважины будут использованы различные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным геологическим условиям.

Таким образом, основным последствием воздействия при бурении и эксплуатации скважин на геологическую среду является загрязнение поверхности и верхних горизонтов подземных вод.

Принципиальный подход при проведении работ – это экологически безопасный процесс бурения и эксплуатации скважин, использование природосберегающей технологии добычи и бурения. Основные принципы такого подхода следующие:

- применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;
- минимальные объемы образования отходов при проведении работ по эксплуатации и бурения скважин;
- максимальная утилизация, переработка и глубокое обезвреживание отходов для безопасного захоронения.

При строительстве и бурении скважин следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- технологические площадки под буровым оборудованием цементируются, площадки под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под

блоком ГСМ покрываются цементно-глинистым составом, технологические площадки цементируются с уклоном к периферии;

- применение замкнутых систем циркуляции бурового раствора с его многократным использованием;
- для сбора, осветления, регенерации бурового раствора с его многократным использованием;
- в соответствии с РД 39-3-819-82 в технологическом процессе предусмотреть обязательную очистку бурового раствора на вибросите, пескоотделителе, илоотделителе;
- сыпучие химреагенты затариваются в крафтмешки и хранятся под навесом для химреагентов;
- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкости самотеком в технологические емкости;
- в качестве противовыбросного оборудования при испытании продуктивности пласта будет смонтирован универсальный превентор ПУГ 230-350;
- в соответствии с Приложением 4 «Инструкции, плодородный слой на месте расположения буровой не снимается как полупустынная почва. Проводится техническая рекультивация;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей рекультивации;
- принятая конструкция скважины должна позволять качественное разобщение пластов и не допускать гидроразрыва пород при бурении и ликвидации нефтегазопроявления, то есть для изоляции верхних и нижних горизонтов должно быть предусмотрено направление. Эксплуатационная колонна цементируется цементом, дающим качественный камень ПТЦ ДО-50;
- для доставки цементных растворов без загрязнения в зону установки должны применяться буферные емкости для смыва глинистой корки перед цементажом, разделительные пробки, не допускающие смешивания тампонажной и продажной жидкостей. За эксплуатационной колонной в продуктивной зоне устанавливаются центрирующие фонари, которые способствуют формированию равновесного цементного кольца, служат арматурой, и не позволяют развитию трещин в цементном камне при перфорации колонны;

- объем шлама и отработанного бурового раствора, определены согласно РД-39-022-90 в соответствии с Постановлением кабинета Министров РК от 7.09.94 №1005 в процессе бурения будут сбрасываться во временные металлические емкости с последующей откачкой насосами в спецавтотранспорт и вывозом в шламонакопитель.

В проекте обустройства для дальнейшей разработки месторождения должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- при ремонтах скважин, аварийных ситуациях обеспечить локализацию сбора разлитой нефти;
- оборудование и обвязка устьев добывающих и нагнетательных скважин должны соответствовать техническим условиям, предотвращающим возможность бесконтрольного выброса и открытого фонтанирования;
- строго воспрещается эксплуатировать дефектные скважины (нарушение герметичности эксплуатационной колонны, цементного кольца, фланцевых соединений);
- при проведении мероприятий по повышению производительности скважин путем обработки призабойной зоны должна быть обеспечена целостность колонны выше продуктивного горизонта;
- в целях предотвращения разлива нефти в случае аварии, необходимо осуществить обвалование скважины, групповых замерных установок, резервуаров;
- при эксплуатации магистральных разводящих водоводов в целях повышения их срока службы, систематически осуществлять ингибирование и другие мероприятия.

10.2. Охрана недр

К мероприятиям по охране недр следует отнести:

- Снижение потерь запасов нефти при эксплуатации месторождения (выбросы, открытое фонтанирование, внутрискважинные перетоки);
- Организация работ по рекультивации земель;
- Предотвращение открытых нефтяных фонтанов;
- Исключение обводнения месторождения;
- Извлечение запасов нефти и сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах

10.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Загрязнение атмосферы в процессе разработки месторождения Северный Кенлык возможно в результате выделения вредных веществ и их выбросов в атмосферу.

С целью предотвращения загрязнения атмосферы необходимо: при бурении скважин, для хранения бурового раствора, использование герметичных емкостей; применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов нефти в атмосферу; применение герметичной системы сбора, транспорта и подготовки нефти; использование резервуаров для сбора нефти, которые обеспечат минимальное поступление углеводородов в атмосферу.

10.3.1. Описание источников загрязнения атмосферы

В связи с тем, что месторождение в настоящее время находится в консервации, основные источники выбросов вредных веществ, вовлеченных в технологический процесс, будут учтены в проекте предельно-допустимых выбросов (ПДВ) для предприятия.

Источниками воздействия на атмосферный воздух согласно проекта разработки на месторождении являются:

1. организованные источники: резервуары для нефти, буровые установки;
2. неорганизованные источники (неплотности фланцевых соединений, предохранительный клапан, запорно-регулирующая арматура): эксплуатационные скважины, групповая замерная установка, сварочный пост.

10.3.2. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

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

Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранение производственных отходов в строго определенных местах.

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

В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти,
- применение дренажной емкости для сбора и дренажа нефтепродуктов,
- контроль швов сварных соединений трубопроводов в соответствии со СНИП Ш-42-80.
- испытание аппаратуры и коммуникации на герметичность и прочность перед пуском,
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии),
- применение в схеме УПСВ серийно выпускаемого автоматизированного блочного оборудования (ГЗУ), соответствующего современным показателям технического уровня.

К мероприятиям, непосредственно направленным на сокращение выбросов вредных веществ относятся:

- «буферный» режим эксплуатации приема жидкости, отстоя нефти, отвода воды за счет применения автоматического регулирования уровня жидкости в резервуарах и разделе фаз (нефть-вода), который позволяет снизить валовые выбросы паров углеводородов из резервуаров в 5 раз;
- снижение концентрации углеводородов за счет применения на резервуарах непромерзающих дыхательных клапанов, позволяющих удерживать избыточное давление в пределах колебания давления газовой подушки

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.

10.4. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

10.4.1. Характеристика воздействия на водные ресурсы

Источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются:

- неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды;

- нефтесодержащие поверхностные сточные воды;
- аварийные сбросы и переливы сточных вод;
- фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружениях;
- нерегламентированные выбросы и сбросы (нефти и т.п.);
- промышленные площадки предприятий, места хранения и транспортирование продукции и отходов производства.

Для предотвращения загрязнения поверхностных и подземных вод проектом предусматривается:

- широкое использование высокоэффективных процессов производства малоотходных и безотходных технологических процессов и производств, ресурсосберегающей техники;
- экономное и рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод отходами производства;
- разработка инженерных мероприятий по предотвращению аварийных сбросов неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод;
- обеспечение экологически безопасной эксплуатации технологических объектов;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих или загрязняющих веществ на поверхность производственной площадки, водосбора и непосредственно в водные объекты во всех звеньях технологической цепи.
- бессточная система с использованием очищенных сточных вод, обустройство участка обваловкой и другие решения, обеспечивающие достаточно надежную изоляцию водных объектов, а также водоносных и проницаемых горизонтов.

10.4.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

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

- обваловка и бетонирование площадок;
- с целью контроля за расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- для обеспечения санитарно-эпидемиологической надежности хозяйственно-питьевого водоснабжения, воду перед подачей потребителю необходимо

обеззараживать, а вокруг площадки водопроводных сооружений организовать санитарно-защитную зону.

- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- на технологической площадке предусмотреть бордюры и дождеприемники;
- повторное использование буровых сточных вод после осветления.

10.5. Почвы

По почвенно-географическому районированию, занимаемая месторождением Северо-Кенлык территория расположена в пустынной и полупустынной зоне Центрального Казахстана.

Зональным подтипом почв на контрактной территории являются серо-бурые пустынные почвы. Низкие участки и замкнутые депрессии заняты соровыми солончаками. Соры, как правило, обрамляются солонками типичными в комплексе с полугидроморфными солонцами.

Общей чертой почвообразующих пород территории является их карбонатность и присутствие различных воднорастворимых солей. На склонах неровностей рельефа и присутствие различных воднорастворимых солей. На склонах неровностей рельефа развиты процессы эрозии. Они преобладают и проявляются как в линейной форме (овраги, промоины, рытвины), так и в плоскостном выражении.

Сформировавшиеся пустынные экосистемы находятся в относительно равновесном состоянии только до начала антропогенного нарушения. Особенностью ландшафтов таких пустынных зон, к которым близок район месторождений, является слабая устойчивость к антропогенным нагрузкам.

«Охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв» (Земельный Кодекс, раздел 4, глава 17, ст.139).

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов должны предусматривать использование земельного участка в соответствии с целевым назначением, то есть:

- проведение проектируемых работ строго в пределах отведённого земельного участка;
- движение автотранспорта только по существующим или временно проложенным автодорогам;
- своевременное проведение рекультивации нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств, и вовлечение их в хозяйственный оборот (Земельный Кодекс, раздел 4, глава 17, ст.140).

Применение природоохранных технологий производства для исключения вредного воздействия на окружающую природную среду и ухудшения экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности, то есть:

- использование передовых технологий и современного оборудования;
- использование экологически безопасных химических реагентов и материалов;
- соблюдение технологических режимов и исключение аварийных выбросов и сбросов;
- исключение утечек ГСМ;
- строгий контроль за герметизацией оборудования;
- осуществление мониторинга почв в целях предотвращения развития деграционных процессов в результате техногенного воздействия

Антропогенные факторы воздействия на почвенный покров выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические;

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин;
- при монтаже и демонтаже технологического оборудования.

Наибольшая степень деграции почвенного покрова территории нефтепромыслов, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активации процесса ветрового и солевого переноса.

При строительстве и эксплуатации нефтяных скважин основными источниками загрязнения почво-грунтов являются:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного раствора (гидроциклоны, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- отходы процесса эксплуатации скважин;
- технологические емкости ГСМ;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- не герметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды, нефти, конденсата, минерализованной воды.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ является:

- загрязнение в результате газопылевого осаждения из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

Во избежание попадания загрязнения в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, блоком ГСМ и др.) покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

Как известно бурение и эксплуатация скважин на нефть, неизбежно связано с образованием значительных объемов отходов, к которым относятся соленасыщенный отработанный буровой раствор, буровой шлам, сточные воды. Токсичность всех этих отходов определяется составом бурового реагента, составом материнской породы, наличием нефти в пласте составом пластовых вод. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ разных классов, в т.ч. нефти и нефтепродуктов, растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов.

Наиболее рациональным направлением утилизации буровых сточных вод является максимально возможное вовлечение их в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на повторное использование для технических нужд бурения.

Согласно Постановлению Правительства РК от 21.07.99 №1019 «Об утверждении единых правил разработки нефтяных и газовых месторождений РК», ст.11 «охрана недр окружающей природной среды в процессе разбуривания месторождения», п.304 строительство скважин должно осуществляться с применением безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора. Строительство шламовых амбаров допускается только по согласованию Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды. В виду этого, планируется сбор отходов производства в шламовые емкости с их последующим вывозом в шламонакопители.

10.6. Растительный покров

На контрактной территории преобладают растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимает основные площади растительности и объединяет сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). Господствующими пустынными формациями являются боялычники, большие площади занимают туранскополынные боялычники. Биюргуновая ландшафтная формация также является ведущей. Биюргунники приурочены к эродированным склонам плато с выходами глин, к солонцам на равнинах низкого гипсометрического уровня. На супесчаных серо-бурых почвах по останцам и равнинам распространены чисто белоземельнополынные и кеуреково-белоземельнополынные типы пустынных сообществ.

В песках Арыскуп вегетируют псаммофитнополынные терескенники. Во всех типах песков широко представлены псаммофитнокустарниковые сообщества.

На состояние растительности территории, оказывают влияние как природные, так и антропогенные факторы. Кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности так и экосистем в целом.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычислить не возможно, они лишь являются фоном.

Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы территории, выделяются следующие антропогенные факторы:

1. Транспортный (дорожная сеть) – линейно-локальный необратимый вид воздействия, характеризующиеся полным уничтожением растительного покрова по трассам дорог, запыленным и химическим загрязнением растений вдоль трасс. Наиболее сильно выражены вблизи объектов месторождения и населенных пунктов из-за сгущения дорог.

2. Промышленный (разведка и добыча нефти) – локальный вид воздействия с сильной степенью нарушенности экосистем в радиусе 100-1000 м (запыление растительного покрова, очаги химического загрязнения в результате разливов нефтепродуктов и других химреагентов, тотальное уничтожения травостоя).

Проведение работ по бурению и эксплуатации скважин отразиться на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет происходить при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;
 - обустройстве (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, внутрипромысловых трубопроводных систем).
2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при;
 - загрязнение почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
 - запыление придорожной растительности;
 - бурение и эксплуатации скважин.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращении площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширение дорожного полотна;
- профилактические мероприятия осуществить, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд.

10.7. Животный мир

Из 282 видов позвоночных животных, обитающих в регионе месторождения встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них эндемичный вид – кожанок Бобринского. Здесь же сосредоточена основная гнездовая популяция белобрюхого рябка, также занесенного в Красную книгу. Для охотничье – промысловых животных территория месторождений имеет значение для бетбакдалинской группировки сайги. На территории ее миграционные пути, располагаются места зимовок и летовок. Особое своеобразие и ценность имеют биоценозы пустынь, особенно Арыскумов.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части местообитаний и т.п.);
- косвенных (сокращение площади местообитания, качественное изменение среды обитания).

Факторы воздействия различаются по времени воздействия: сезонные, годовые, многолетние и необратимые.

Необходимо учитывать и территориальную широту воздействия: то ли оно будет касаться лишь непосредственного участка, повлияет на смежные территории, изменит местообитание на относительно больших территориях или охватит огромные регионы.

Следует также учитывать воспроизводственный потенциал животных, обитающих на территории планируемых работ, так как одни виды способны в относительно короткие

сроки восстановить свою популяционную структуру и численность, другие, прежде всего редкие или узкоспециализированные виды, обитающие лишь на ограниченных участках и нигде больше не встречающиеся.

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства животных. С прилегающей к производственным площадкам территории некоторые виды животных будут вытеснены в связи с воздействием фактора беспокойства, вызванным постоянным присутствием людей, шумом работающих механизмов и передвижением автотранспорта, а также нелегальной охотой. В этом случае главное направление отбора будет идти по линии популяций мелких животных, которые лучше других способны противостоять отрицательному воздействию благодаря мелким размерам, широкой экологической пластичности, лабильной форме поведения и др.

При отсутствии специальных защитных мероприятий косвенное воздействие на животных может оказать загрязнение территории работ нефтью и тяжелыми металлами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ в атмосферу в результате сжигания попутного газа и др. На популяционном уровне реакция животных на такие воздействия проявляется в изменениях видового состава.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор, а также избежать их уничтожения или разрушения;
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся, и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время;
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений транспорта;
- важно обеспечить контроль за случайной (непланируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.)
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

10.8. Производственные отходы предприятия

При проведении работ на рассматриваемой территории имеют место как промышленные, так и бытовые твердые отходы.

Промышленные отходы. В процессе эксплуатации месторождения будут иметь место промышленные отходы в виде бурового шлама, упаковочного материала, тары, использованных смазочных материалов.

Буровой шлам представляет собой выбуренную породу, отделенную от бурового раствора. Под действием сил гравитации и вследствие более высокой плотности буровой шлам оседает на дно накопителя отходов (шламосборника). По мере накопления он будет вывозиться в существующий шламонакопитель, расположенный за пределами территории месторождения.

Объемы отходов бурения в виде нефтешлама определяются по РД 39-3-819-82. Производственные отходы в виде бурового шлама будут временно собираться в специальные контейнеры, и по мере накопления будут вывозиться в шламонакопитель на месторождении. Отработанные масла должны собираться в специальные металлические емкости. Упаковочные материалы, использованная тара, металлолом, использованные масла после утилизации вывозиться на базу. Все отходы до вывоза должны временно складироваться на специально отведенных и оборудованных площадках. Площадки иметь твердое покрытие, чтобы в случае разлива или случайного рассыпания можно было легко собрать.

Твердые бытовые отходы (ТБО). К твердым бытовым отходам относятся все отходы сферы потребления, которые образуются на территории месторождения.

Согласно РНД 03.1.03.01-96 порядку нормирования образования и размещения отходов производства принимаются следующие средние нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом - 360кг/год.

Твердые бытовые отходы будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления, будут вывозиться на существующие места отведения отходов. Использованная тара будет вывозиться, и подвергаться утилизации.

Разливы нефти при эксплуатации месторождения и авариях являются вторичными источниками загрязнения водного и воздушного бассейнов. Основным методом ликвидации разливов нефти является снятие загрязненного слоя почвы и отправка его в шламонакопитель.

Во избежание захламления территории строительными отходами рекомендуется организованное складирование с целью дальнейшей утилизации.

Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей природной среды промышленными отходами следующее:

- внедрение в схему УПСВ специальной установки переработки нефтешлама, внедрить способы максимального извлечения нефти из нефтешлама, использование его в строительстве дорог.
- организация складирования и утилизация строительных отходов.

10.9. Радиационная безопасность

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарно-гигиеническими требованиями по обеспечению радиационной безопасности» №565 от 29 июля 2010 г.; «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности объектов нефтегазового комплекса» №101 от 9 марта 2005г. и других нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промыслы, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории. В результате доставки на поверхность вместе с нефтью и газом солей таких элементов, как радий и торий, загрязняются территории в районе нефтяных месторождений. Соли радия могут быть обнаружены в отложениях на внутренних поверхностях насосов, нефтепроводов и емкостей для хранения нефти.

При выполнении работ должны учитываться следующие факторы:

- уровни естественного регионального фона;
- данные аэрогамма-съемки региона
- наличие (отсутствие) местных источников радиоактивного загрязнения

Требования к ограничению техногенного облучения при работе с источниками облучения определены в Нормах радиационной безопасности, утвержденных Главным санитарным врачом Республики Казахстан (Постановление № 10 от 09.12.99). Согласно данному документу, величина эффективной дозы, которую может получить персонал при

работе с данным источником не должна превышать 20 м³в в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 м³в в год. Таким образом, даже работа в непосредственной близости к указанным источникам в течении 8-часового рабочего дня не приведет к получению критической дозы облучения.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 2022 году выполнен подсчет запасов по результатам бурения 8 скважин (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33) фактическими глубинами от 1450 м до 1700 м, вскрывшие отложения фундамента из них 7 скважин (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30) во временной консервации и 1 скважина (33) ликвидирована по геологическим причинам.

Керн отобран в 4 скважинах (4, 5, 6, 7), из них в 3 (4, 5, 7) скважинах керн отобран из палеозойских отложений. Общая проходка с отбором керна составляет 38,7 м, вынос керна – 31,2м или 80,2% от проходки.

Всего на анализ отобрано 17 образцов керна, из них представительными являются 14 образцов.

Опробование выполнено в 7 скважинах в 17 объектах, из них в 3 объектах получены притоки нефти, в 5 – притоки нефти с водой, в 6 – притоки воды и 3 объектах притоки воды с пленкой нефти. Вне горизонта были опробованы 4 объекта из них в 3 объектах получены притоки воды и в 1 объекте приток не получен.

Всего по месторождению физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных условиях по 5 пробам из 3 скважин, в пластовых условиях по 2 пробам из 2 скважин.

Лабораторные исследования пластовой воды проведены по 3 пробам из 3 скважин.

Запасы нефти подсчитаны по горизонты Ф-1. По месторождению запасы нефти и растворенного газа подсчитаны и утверждены ГКЗ РК в количестве:

Нефть:

- по категории С₁ геологические - 543 тыс.т; извлекаемые –154 тыс.т;
- по категории С₂ геологические – 225 тыс. т; извлекаемые – 31,4 тыс.т.

Растворенный газ:

- по категории С1 геологические - 18 млн.м³; извлекаемые –5 млн.м³;
- по категории С2 геологические – 7,3 млн. м³; извлекаемые – 0,96 млн. м³.

Для подтверждения принятых граничных величин коллектора - пористости и проницаемости, рекомендуется продолжить работы по исследованию кернавого материала.

В соответствии с рекомендациями Комитета Геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

-продолжить отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти, растворенного газа и пластовой воды;

- продолжить отбор керна и провести весь комплекс стандартных и специальных исследований (коэффициент вытеснения нефти);
- продолжить проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД);
- доизучить залежи оценные по категориям C_2 , с целью перевода в категорию C_1 .
- в новых скважинах включить в комплекс ГИС метод спектрального гамма каротажа (СГК);
- после расконсервации скважин провести исследования по определению остаточной нефтенасыщенности пластов-коллекторов и уточнения положения ВНК импульсивно-нейтронным методом (ИНКГ).
- при возникновении необходимости учитывая литологическое строение палеозойских отложений в с целью интенсификации притока скважинного флюида в качестве метода воздействия на пласт рекомендуется проведения работ по повторной уплотненной перфорации;
- при возникновении водопроявлений требуется выполнить определение профиля притока и характера притока обводняющихся скважин для разработки способа изоляции обводнившихся пропластков.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений в рамках настоящего проектного документа не предусматриваются.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1 Общие положения

В данном разделе приведена информация о состоянии выполнения обязательств по начислению суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования на месторождении Северный Кенлык ТОО «САУТС-ОЙЛ».

Ликвидационный фонд формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на контрактной территории. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства, а также для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Северный Кенлык.

Недропользователь производит ежегодные отчисления в Фонд ликвидации, создаваемый Подрядчиком Недропользователем, в размерах и в сроках, предусмотренных программой ликвидации в порядке и на условиях, установленных законодательством Республики Казахстан, с последующим использованием Подрядчиком для выполнения работ по ликвидации последствий разработки месторождения.

На практике ликвидационные работы проводятся специализированными бригадами по капитальному ремонту скважин, затраты по которым включаются в себестоимость добываемой продукции. Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель. К ликвидируемым ОПФ нефтегазового производства относятся:

- подземные объекты, включающие в себя скважины различного назначения и конструкции – добывающие, нагнетательные, резервные скважины. В зависимости от конструкции, скважины могут быть сложные и не сложные, а также вертикальные, горизонтальные, наклонно-направленные и др.;
- наземные объекты, состоящие из системы промыслового обустройства, таких как сбор, транспорт УВ, электроснабжение, связь, промводоснабжение и др.

Порядок расчета размера ликвидационного фонда и отчислений в ликвидационный фонд бывает различным и оговаривается в лицензиях или контрактах на недропользование. Например, формирование ликвидационного фонда имеет множество вариантов, к которым относятся ежегодные отчисления в виде:

- периодических отчислений в ликвидационный фонд в зависимости от объемов добычи УВ с использованием норматива отчислений в ликвидационный фонд;
- отчислений в ликвидационный фонд в размере 1% от суммы эксплуатационных затрат;
- ликвидационных отчислений в размере 10 % от суммы всех капитальных затрат на разработку месторождения, начисляемых равными долями в течение контрактного периода;
- ежегодных отчислений исходя из количества ликвидируемых скважин и рыночной стоимости ликвидации скважин, начисляемых также равными долями.

Таким образом, ликвидация последствий разработки месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Северный Кенлык.

13.2 Основные условия проведения расчетов

Для составления расчетов по определению величины ликвидационного фонда были использованы результаты технико-экономического анализа разработки месторождения Северный Кенлык. На основании результатов проведенного технико-экономического анализа по альтернативным вариантам разработки месторождения Северный Кенлык, в качестве рекомендуемого был выбран второй вариант разработки, который характеризуется наилучшими технологическими и экономическими показателями.

В соответствии с Контрактом №622 от 29.04.2001 года срок действия лицензии на проведение разведки углеводородного сырья на блоках XXVIII – 37 А, В, Д (частично), Е (частично), F (частично) в Кызылординской и Карагандинской областях (далее - Контракт) истекает в 2022 году. В связи с чем, ликвидационные отчисления были рассчитаны с учетом возможного продления лицензии на 20 лет согласно п. 1, ст. 120 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», так как проектный профиль добычи нефти рассчитан до 2042 года.

Согласно статье 55, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» финансирование работ, связанных с ликвидацией объекта, проводится за счет недропользователя.

В соответствии с пунктом 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса, банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения. Предполагается, что отчисляемые средства в ликвидационный фонд будут храниться на специальном счете и использоваться по мере необходимости в соответствии с графиком ликвидации объектов месторождения Северный Кенлык.

Ожидается, что до наступления периода ликвидации месторождения Северный Кенлык в ликвидационный фонд Недропользователя будут поступать ежегодные ликвидационные отчисления, которых будет достаточно для ликвидации последствий недропользования.

Если сумма соответствующего обеспечения окажется недостаточной для покрытия расходов, государство вправе получить недостающую сумму из имущества недропользователя.

Для определения уровней ликвидационных отчислений на перспективу, были использованы коэффициенты инфляции на уровне 4%, позволяющие учитывать рост общего уровня издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы. В связи с этим величина отчислений в ликвидационный фонд была представлена в ценах с учетом инфляции.

Первым годом инфляции принят 2024 год, так как стоимость ликвидации определена в текущих ценах. В связи с этим инфляция за 2023 год не предусматривалась и в расчетах применен коэффициент инфляции, равный 1.

13.3 Определение ликвидационных отчислений

Согласно п. 19.4, раздела 19 Контракта отчисления в ликвидационный фонд производится недропользователем ежегодно в размере 1% от объема ежегодных эксплуатационных затрат на специальный депозитный счет в любом банке на территории Республики Казахстан.

Эксплуатационные затраты – это расходы, возникающие в результате основной деятельности компании или операционные издержки на определенный период времени. Необходимо отметить, что эксплуатационные затраты определялись в соответствии с нормативами затрат и технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего отчета.

Для расчета ежегодных ликвидационных отчислений, в составе эксплуатационных расходов были учтены следующие статьи затрат:

- условно-переменные затраты, зависящие от объема добычи жидкости/нефти;
- условно-постоянные затраты, зависящие от численности персонала;
- условно-постоянные затраты, зависящие от количества скважин;
- затраты на проведение различных видов ГТМ;
- затраты на оплату труда ППП;
- затраты на страхование;
- затраты на обучение персонала;
- амортизационные отчисления;
- расходы на НИР и НИОКР;
- другие производственные затраты на добычу нефти и газа.

Расчет отчислений в ликвидационный фонд приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.3 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд в соответствии с объемами добычи нефти по рекомендуемому варианту 2

№ п/п	Год расчета	Эксплуатационные затраты	Планируемые отчисления в ликвидационный фонд (1% от эксплуатационных затрат)
		тыс. тенге	тыс. тенге
1	2	3	4
1	2023	543 409,85	5 434,10
2	2024	620 636,21	6 206,36
3	2025	737 161,59	7 371,62
4	2026	733 324,64	7 333,25
5	2027	713 068,23	7 130,68
6	2028	701 426,35	7 014,26
7	2029	692 512,42	6 925,12
8	2030	686 696,92	6 866,97
9	2031	684 206,60	6 842,07
10	2032	684 112,59	6 841,13
11	2033	686 318,61	6 863,19
12	2034	689 706,05	6 897,06
13	2035	694 943,02	6 949,43
14	2036	702 465,45	7 024,65
15	2037	559 880,60	5 598,81
16	2038	518 647,78	5 186,48
17	2039	530 878,88	5 308,79
18	2040	545 604,67	5 456,05
19	2041	561 884,81	5 618,85
20	2042	579 818,68	5 798,19
Итого за период 2023-2042 гг.:		12 866 704	128 667

ВЫВОДЫ

Проведенные расчеты определяют предварительную стоимость инвестиции, необходимых для ликвидации последствий нефтяных операций на месторождении Северный Кенлык, на конец контрактного периода.

Общая расчетная величина ликвидационного фонда за контрактный период с учетом возможного продления лицензии составит 128,7 млн. тенге.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению/увеличению рыночной (сметной) стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект поисков залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» (протокол №29 ЦКР от 29.11.2012г). ТОО "НПЦ Туран Гео", Шымкент, 2012 г.
2. «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», (протокол ЦКР РК №58/13 от 17.04.2015г), ТОО «AST NEDRA», Астана, 2015 г.
3. Отчёт «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» на площади Северный Кенлык в 2011г» (протокол МД Южказнедра №745 от 18.05.2016г), ТОО «САУТС-ОЙЛ», Шымкент, 2016г.
4. «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на Контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» (протокол ЦКР РК №83/8 от 31.03.2017г), ТОО "НПЦ ТУРАН ГЕО", Шымкент, 2017г.
5. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» (протокол ГКЗ РК №2409-22-У от 08.02.2022г.), ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРДЖ» г. Атырау, 2021 г.
6. РД 39-4-699-82 Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений, ВНИИ, Москва, 1986г.,
7. РД 39-0147035-207-86. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, ВНИИ, Москва, 1986г.
8. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (Утвержденные Совместным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
9. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений, Москва, 1987г.
10. Юрчук А.М. «Расчеты в добыче нефти» - М.: Изд-во «Недра», 1969 г.
11. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (Утвержденные Совместным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
12. «Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений», «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности», Мулявин С.Ф. Тюмень, 2012 г.

13. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» Гиматулинов Ш.К. Москва «Недра» 1983 г.
14. Экологический кодекс Республики Казахстан, Утвержден Указом Президента Республики Казахстан от 09.01.2007 г. №212-III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию 29.06.2018 г.)
15. Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18.09.09 г. №193-4 (с изменениями и дополнениями по состоянию 04.07.2018 г.)
16. Водный кодекс Республики Казахстан №481-III от 9 июля 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию 29.06.2018 г.)
17. Кодекс о недрах и недропользовании Республики Казахстан от 24.05.2018 г.
18. Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.).

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед		Ввод скважин из консервации, ед	Фонд скважин с нач.разр. ед..	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин, ед	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Средне годовой дебит на 1 скважину т/сут	
	ВСЕГО	ДОБЫВ.					ВСЕГО	МЕХ-Х	НЕФТИ	ЖИДКОСТИ
2023	0	0	3	7	9,0	0	3	3	10,2	11,8
2024	0	0	0	7	9,0	0	3	3	10,3	13,0
2025	0	0	0	7	9,0	0	3	3	9,7	13,6
2026	0	0	0	7	9,0	0	3	3	9,2	14,1
2027	0	0	0	7	9,0	0	3	3	8,7	14,8
2028	0	0	0	7	9,0	0	3	3	8,2	15,4
2029	0	0	0	7	9,0	0	3	3	7,6	16,1
2030	0	0	0	7	9,0	0	3	3	7,1	16,7
2031	0	0	0	7	9,0	0	3	3	6,6	17,5
2032	0	0	0	7	9,0	0	3	3	6,1	18,2
2033	0	0	0	7	9,0	0	3	3	5,7	19,1
2034	0	0	0	7	9,0	0	3	3	5,1	20,1
2035	0	0	0	7	9,0	0	3	3	4,5	21,1
2036	0	0	0	7	9,0	0	3	3	4,0	22,2
2037	0	0	0	7	9,0	0	3	3	3,6	23,3
2038	0	0	0	7	9,0	0	3	3	3,2	24,4
2039	0	0	0	7	9,0	2	1	1	4,7	34,4
2040	0	0	0	7	9,0	0	1	1	4,2	36,2
2041	0	0	0	7	9,0	0	1	1	3,8	38,0
2042	0	0	0	7	9,0	0	1	1	3,4	39,9
2043	0	0	0	7	9,0	0	1	1	3,1	41,9
2044	0	0	0	7	9,0	0	1	1	2,8	44,0
2045	0	0	0	7	9,0	0	1	1	2,5	46,2
2046	0	0	0	7	9,0	0	1	1	2,2	48,5

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод-ненность %	Добыча нефтяного	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		газа	
												годовая млн.м ³	накопл. млн.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	12,219	7,9	8,0	13,219	8,6	0,024	14,3	14,3	15,7	15,7	14,6	0,387	0,545
2024	11,4	7,4	8,1	24,6	16,0	0,045	14,4	14,4	30,1	30,1	20,9	0,361	0,906
2025	10,6	6,9	8,2	35,2	22,9	0,065	14,9	14,9	45,0	45,0	29,0	0,337	1,243
2026	9,9	6,4	8,4	45,1	29,3	0,083	15,5	15,5	60,6	60,6	36,2	0,314	1,557
2027	9,3	6,0	8,5	54,4	35,3	0,100	16,2	16,2	76,7	76,7	42,6	0,294	1,851
2028	8,6	5,6	8,6	63,0	40,9	0,116	16,8	16,8	93,5	93,5	48,8	0,272	2,124
2029	8,0	5,2	8,8	71,0	46,1	0,131	17,5	17,5	111,0	111,0	54,4	0,253	2,376
2030	7,4	4,8	8,9	78,4	50,9	0,144	18,2	18,2	129,1	129,1	59,3	0,234	2,611
2031	6,7	4,4	8,9	85,1	55,3	0,157	18,9	18,9	148,0	148,0	64,3	0,213	2,824
2032	6,1	4,0	8,9	91,3	59,3	0,168	19,6	19,6	167,6	167,6	68,7	0,195	3,019
2033	5,6	3,7	9,0	96,9	62,9	0,178	20,6	20,6	188,3	188,3	72,7	0,178	3,197
2034	5,0	3,2	8,7	101,9	66,1	0,188	21,6	21,6	209,9	209,9	77,0	0,158	3,355
2035	4,4	2,9	8,5	106,3	69,0	0,196	22,7	22,7	232,6	232,6	80,6	0,140	3,495
2036	3,9	2,5	8,2	110,2	71,6	0,203	23,9	23,9	256,5	256,5	83,6	0,124	3,619
2037	3,5	2,3	7,9	113,7	73,8	0,209	25,1	25,1	281,6	281,6	86,2	0,110	3,729
2038	3,1	2,0	7,6	116,7	75,8	0,215	26,3	26,3	307,9	307,9	88,3	0,098	3,827
2039	1,9	1,2	5,1	118,6	77,0	0,218	14,0	14,0	321,9	321,9	86,4	0,060	3,887
2040	1,7	1,1	4,8	120,4	78,2	0,222	14,7	14,7	336,5	336,5	88,3	0,054	3,941
2041	1,5	1,0	4,6	121,9	79,2	0,224	15,4	15,4	351,9	351,9	90,0	0,049	3,990
2042	1,4	0,9	4,3	123,3	80,1	0,227	16,2	16,2	368,1	368,1	91,4	0,044	4,034
2043	1,3	0,8	4,1	124,5	80,9	0,229	17,0	17,0	385,1	385,1	92,6	0,040	4,074
2044	1,1	0,7	3,8	125,7	81,6	0,231	17,8	17,8	402,9	402,9	93,7	0,036	4,110
2045	1,0	0,7	3,6	126,7	82,3	0,233	18,7	18,7	421,6	421,6	94,6	0,032	4,142
2046	0,9	0,6	3,3	127,6	82,8	0,235	19,7	19,7	441,3	441,3	95,4	0,029	4,171

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Ввод скважин из консервации	Фонд скважин с нач.разр. ед..	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин на конец периода		Средне годовой дебит на 1 скважину	
	ВСЕГО	ДОБЫВ.					ВСЕГО	МЕХ-Х	НЕФТИ	ЖИДКОСТИ
	ЕД.	ЕД.					ЕД.	ЕД.	Т/СУТ	Т/СУТ
2023	0	0	3	7	9	0	3	3	10,9	12,7
2024	1	1	0	8	10	0	4	4	7,5	9,9
2025	1	1	0	9	12	0	5	5	6,5	8,9
2026	1	1	0	10	13	0	6	6	5,1	7,6
2027	0	0	0	10	13	0	6	6	5,2	8,2
2028	0	0	0	10	13	0	6	6	4,8	8,9
2029	0	0	0	10	13	0	6	6	4,5	9,6
2030	0	0	0	10	13	0	6	6	4,1	10,4
2031	0	0	0	10	13	0	6	6	3,8	11,3
2032	0	0	0	10	13	0	6	6	3,5	12,2
2033	0	0	0	10	13	0	6	6	3,2	13,3
2034	0	0	0	10	13	0	6	6	3,0	14,5
2035	0	0	0	10	13	0	6	6	2,7	15,9
2036	0	0	0	10	13	0	6	6	2,5	17,4
2037	0	0	0	10	13	3	3	3	3,0	29,5
2038	0	0	0	10	13	0	3	3	2,8	33,1
2039	0	0	0	10	13	0	3	3	2,6	37,1
2040	0	0	0	10	13	0	3	3	2,4	41,5

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант3

Годы и периоды	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Козфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод-ненность %	Добыча нефтяного	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		газа	
												годовая	накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	12,2	7,9	8,0	13,2	8,6	0,024	14,3	14,3	15,7	15,7	14,3	0,387	0,545
2024	12,1	7,9	8,6	25,3	16,4	0,047	16,1	16,1	31,8	31,8	24,9	0,383	0,929
2025	12,6	8,2	9,8	37,9	24,6	0,070	17,2	17,2	48,9	48,9	26,7	0,399	1,328
2026	12,4	8,0	10,7	50,3	32,7	0,093	18,4	18,4	67,4	67,4	32,8	0,393	1,721
2027	12,6	8,2	12,1	62,9	40,8	0,116	20,1	20,1	87,4	87,4	37,4	0,398	2,119
2028	11,7	7,6	12,8	74,5	48,4	0,137	21,6	21,6	109,1	109,1	46,0	0,370	2,489
2029	10,8	7,0	13,7	85,4	55,4	0,157	23,4	23,4	132,4	132,4	53,6	0,344	2,833
2030	10,1	6,6	14,7	95,5	62,0	0,176	25,3	25,3	157,7	157,7	60,1	0,320	3,153
2031	9,3	6,0	15,8	104,7	68,0	0,193	27,4	27,4	185,1	185,1	66,2	0,294	3,447
2032	8,5	5,5	17,3	113,3	73,5	0,209	29,8	29,8	214,9	214,9	71,4	0,270	3,717
2033	7,8	5,1	19,2	121,1	78,6	0,223	32,4	32,4	247,3	247,3	75,9	0,248	3,965
2034	7,2	4,7	21,8	128,3	83,3	0,236	35,3	35,3	282,7	282,7	79,7	0,228	4,193
2035	6,6	4,3	25,7	134,9	87,6	0,248	38,6	28,7	321,3	321,3	82,9	0,210	4,402
2036	6,1	3,9	31,7	141,0	91,5	0,260	42,3	32,1	363,5	363,5	85,6	0,192	4,595
2037	3,7	2,4	28,2	144,6	93,9	0,266	35,9	35,9	399,5	399,5	89,8	0,117	4,711
2038	3,4	2,2	36,1	148,0	96,1	0,273	40,3	40,3	439,7	439,7	91,6	0,107	4,818
2039	3,1	2,0	52,1	151,1	98,1	0,278	45,1	45,1	484,8	484,8	93,1	0,099	4,917
2040	2,9	1,9	99,9	154,0	100,0	0,284	50,5	50,5	535,3	535,3	94,3	0,091	5,008

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

№ п/ п	НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТ, ОБЪЕКТОВ И ЗАТРАТ	ЕИ	Ко л/в о	Стоимост ь единицы, тыс. тенге	Стоимо сть всего, тыс. тенге	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ПО ГОДАМ СТРОИТЕЛЬСТВА					
						1	2	3	4	5	6
						2023	2024	2025	2026	2027	2028
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН										
1	Ввод из консервации	СКВАЖИН А	3	15 100	45 300	45 300	-	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, БЕЗ ИНФЛЯЦИИ	ТЫС. ТЕНГЕ			45 300	45 300	-	-	-	-	-
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	ТЫС. ТЕНГЕ			45 300	45 300	-	-	-	-	-
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
1	ОБУСТРОЙСТВО ДОБЫВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	ЕД.	3	7 600,0	22 800	22 800	-	-	-	-	-
2	ПРОКЛАДКА ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ	ЕД.	5	5 850,0	28 080	28 080	-	-	-	-	-
3	АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ	КМ	2	7 800,0	15 600	15 600	-	-	-	-	-
4	ЛЭП	ЕД.	5	3 600	17 280	17 280	-	-	-	-	-
5	СТРОИТЕЛЬСТВО УПСВ-СК	ЕД.	1	1 600 000	1 600 000	1 600 000	-	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, БЕЗ ИНФЛЯЦИИ	ТЫС. ТЕНГЕ			1 683 760	1 683 760	-	-	-	-	-
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	ТЫС. ТЕНГЕ			1 683 760	1 683 760	-	-	-	-	-
III	ИНФРАСТРУКТУРА										
1	Временные здания и сооружения	ЕД.	1	1 100	1 100	1 100,0	-	-	-	-	-
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ЕД.	1	14 814	14 814	14 814,0	-	-	-	-	-
3	Непредвиденные работы и затраты	ЕД.	1	12 718	12 718	12 718,0	-	-	-	-	-
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ										
1	Авторский надзор	ЕД.	1	3 627,4	3 627	3 627,4	-	-	-	-	-
2	Технический надзор	ЕД.	1	5 308,5	5 309	5 308,5	-	-	-	-	-
3	ПИР	ЕД.	1	5 000,8	5 001	5 000,8	-	-	-	-	-
4	Экспертиза	ЕД.	1	1 115,4	1 115	1 115,40	-	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без учета НДС и инфляции:				1 772 744	1 772 744	-	-	-	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без учета НДС, с учетом инфляции:				1 772 744	1 772 744	-	-	-	-	-

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ														
НДС (с выручки)	тыс. тенге	1 546 295	1 171 217	149 261	139 046	129 711	121 172	113 354	104 997	97 328	90 283	82 241	75 094	68 730
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс. тенге	521 330	200 113	11 867	13 576	14 907	15 857	16 874	17 963	19 129	20 379	21 717	23 152	24 691
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	119 615	50 990	3 248	3 666	3 992	4 190	4 399	4 620	4 853	5 100	5 360	5 636	5 928
Налог на имущество	тыс. тенге	440 954	373 613	56 410	50 920	45 807	41 038	36 586	32 423	28 614	25 083	21 808	18 824	16 100
Прочие налоги	тыс. тенге	296 102	160 537	15 866	15 583	15 334	15 117	14 932	14 652	14 401	14 178	13 798	13 474	13 202
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	315 878	239 637	30 625	28 512	26 581	24 815	23 198	21 473	19 891	18 438	16 784	15 314	14 006
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 491	1 718	169	166	162	159	157	154	152	151	150	149	149
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	511 023	511 023	89 678	84 357	76 183	67 753	59 193	48 689	38 281	27 994	15 392	3 502	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	31 813	31 813	17 002	11 246	3 565	-	-	-	-	-	-	-	-
Общие поступления Государству	тыс. тенге	693 911	398 227	75 604	68 979	56 819	47 758	41 985	34 977	27 994	21 040	12 768	4 958	5 346
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс. тенге	961 276	331 339	205 266	-5 170	-1 179	2 749	6 538	10 892	14 717	18 440	22 500	26 394	30 192
Возврат НДС Государством	тыс. тенге	-678 328	-839 877	56 004	-144 216	-130 890	-118 422	-106 816	-94 105	-82 611	-71 843	-59 740	-48 700	-38 538
Недисконтированные поступления Государству	тыс. тенге	2 333 515	1 569 444	224 865	208 025	186 530	168 929	155 339	139 975	125 321	111 323	95 008	80 052	74 076
Дисконтированные поступления Государству	тыс. тенге													
при 10% дисконта	тыс. тенге	1 289 283	1 122 765	224 865	189 114	154 157	126 919	106 099	86 913	70 740	57 126	44 322	33 950	28 560
при 15% дисконта	тыс. тенге	1 069 782	984 436	224 865	180 891	141 043	111 074	88 816	69 592	54 180	41 850	31 058	22 756	18 311
при 20% дисконта	тыс. тенге	925 287	879 292	224 865	173 354	129 535	97 760	74 913	56 253	41 970	31 068	22 096	15 515	11 964

Продолжение таблицы 4.2.2 -Бюджетная эффективность по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ																
НДС (с выручки)	тыс. тенге	1 546 295	1 171 217	60 859	53 916	47 786	42 373	37 590	23 274	20 946	18 852	16 967	15 270	13 743	12 369	11 132
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс. тенге	521 330	200 113	26 341	28 112	30 011	32 050	34 239	26 105	16 699	17 857	19 101	20 438	21 875	23 411	24 978
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	119 615	50 990	6 225	6 523	6 836	7 167	7 515	5 623	3 530	3 705	3 889	4 083	4 289	4 506	4 735
Налог на имущество	тыс. тенге	440 954	373 613	13 607	11 399	9 443	7 710	6 172	4 809	3 964	3 204	2 521	1 905	1 351	853	404
Прочие налоги	тыс. тенге	296 102	160 537	12 689	12 241	11 853	11 522	11 244	9 389	9 370	9 381	9 415	9 472	9 553	9 656	9 780
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	315 878	239 637	12 394	10 973	9 719	8 613	7 637	4 730	4 252	3 826	3 442	3 098	2 788	2 510	2 260
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 491	1 718	148	149	150	151	154	127	117	120	123	127	131	136	141
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	511 023	511 023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	31 813	31 813	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общие поступления Государству	тыс. тенге	693 911	398 227	10 545	15 480	20 226	24 840	29 369	27 510	16 986	19 240	21 524	23 853	26 244	28 701	31 165
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс. тенге	961 276	331 339	34 478	38 610	42 624	46 555	50 434	46 933	44 499	47 117	49 902	52 745	55 657	58 649	61 732
Возврат НДС Государством	тыс. тенге	-678 328	-839 877	-26 381	-15 306	-5 162	4 182	12 844	23 659	16 986	19 240	21 524	23 853	26 244	28 701	31 165
Недисконтированные поступления Государству	тыс. тенге	2 333 515	1 569 444	71 404	69 395	68 013	67 213	66 960	50 784	44 499	47 117	49 902	52 745	55 657	58 649	61 732
Дисконтированные поступления Государству	тыс. тенге															
при 10% дисконта	тыс. тенге	1 289 283	1 122 765	25 027	22 111	19 701	17 699	16 030	11 052	8 804	8 474	8 159	7 840	7 521	7 205	6 894
при 15% дисконта	тыс. тенге	1 069 782	984 436	15 348	12 970	11 054	9 499	8 229	5 427	4 135	3 807	3 506	3 223	2 957	2 710	2 480
при 20% дисконта	тыс. тенге	925 287	879 292	9 610	7 783	6 357	5 235	4 346	2 747	2 006	1 770	1 562	1 376	1 210	1 062	932

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

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	126	96	12,2	11,4	10,6	9,9	9,3	8,6	8,0	7,4	6,7	6,1	5,6	5,0	4,4
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/ тонн	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	12 885 789	9 760 141	1 243 845	1 158 716	1 080 923	1 009 766	944 617	874 979	811 063	752 360	685 339	625 785	572 749	507 162	449 298

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

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	126	96	3,9	3,5	3,1	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/ тонн	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	12 885 789	9 760 141	398 220	353 111	313 254	193 949	174 554	157 099	141 389	127 250	114 525	103 072	92 765

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

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:	тыс. тенге	696 532	223 873	13 768	14 402	15 567	16 828	18 194	19 671	21 271	23 003	24 878	26 908	29 384
по жидкости	тыс. тенге	696 532	223 873	13 768	14 402	15 567	16 828	18 194	19 671	21 271	23 003	24 878	26 908	29 384
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персон.)	тыс. тенге	119 244	53 939	3 738	4 181	4 349	4 522	4 703	4 892	5 087	5 291	5 502	5 722	5 951
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс. тенге	1 780 425	822 518	60 989	63 428	65 966	68 604	71 348	74 202	77 170	80 257	83 468	86 806	90 278
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тенге	937 388	424 023	29 387	32 870	34 184	35 552	36 974	38 453	39 991	41 591	43 254	44 984	46 784
Затраты на страхование	тыс. тенге	175 967	79 598	5 517	6 170	6 417	6 674	6 941	7 218	7 507	7 807	8 120	8 445	8 782
Затраты на ремонт скважин	тыс. тенге	50 941	23 534	1 745	1 815	1 887	1 963	2 041	2 123	2 208	2 296	2 388	2 484	2 583
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	5 666 978	1 955 521	145 000	150 800	156 832	163 105	169 629	176 415	183 471	190 810	198 443	206 380	214 635
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	25 991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс. тенге	472 673	179 150	13 007	13 683	14 260	14 862	15 492	16 149	16 835	17 553	18 303	19 086	19 920
Итого прямые производственные затраты	тыс. тенге	9 926 139	3 762 157	273 151	287 350	299 463	312 111	325 322	339 123	353 541	368 608	384 355	400 816	418 318
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс. тенге	3 745 626	2 838 506	363 012	337 868	314 874	293 823	274 527	253 935	235 385	218 348	198 898	181 614	166 222
Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ	тыс. тенге	287 807	109 827	6 333	7 254	8 191	8 718	9 283	9 889	10 537	11 232	11 978	12 777	13 634
Налог на имущество	тыс. тенге	440 954	373 613	56 410	50 920	45 807	41 038	36 586	32 423	28 614	25 083	21 808	18 824	16 100
Земельный налог	тыс. тенге	117 522	40 554	3 007	3 127	3 252	3 382	3 518	3 659	3 805	3 957	4 115	4 280	4 451
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс. тенге	177 505	119 276	12 772	12 374	12 005	11 663	11 347	10 931	10 538	10 166	9 631	9 146	8 705
Прочие налоги и фонды	тыс. тенге	1 075	708	87,5	81,9	76,8	71,8	67,3	62,8	58,8	55,2	51,6	48,4	45,6
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	315 878	239 637	30 625	28 512	26 581	24 815	23 198	21 473	19 891	18 438	16 784	15 314	14 006
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 491	1 718	169,4	165,7	162,0	159,0	156,6	154,1	152,4	151,2	149,7	149,0	149,0
Расходы на НИОКР	тыс. тенге	97 504	37 076	3 185	3 185	2 873	2 995	3 121	3 253	3 391	3 535	3 686	3 844	4 008
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс. тенге	97 504	37 076	3 185	3 185	2 873	2 995	3 121	3 253	3 391	3 535	3 686	3 844	4 008
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс. тенге	15 211 004	7 560 148	751 936	734 021	716 158	701 771	690 248	678 155	669 304	663 110	655 141	650 656	649 648
Производственная себестоимость 1 т. нефти	тенге			61 538	64 486	67 444	70 747	74 384	78 897	84 004	89 720	97 311	105 842	115 463
Производственная себестоимость 1 бар. нефти	тенге			8 512	8 919	9 328	9 785	10 288	10 912	11 619	12 409	13 459	14 639	15 970

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

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельны й период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:	тыс. тенге	696 532	223 873	32 087	35 039	38 263	41 783	45 627	25 193	27 511	30 042	32 805	35 824	39 119	42 718	46 648
по жидкости	тыс. тенге	696 532	223 873	32 087	35 039	38 263	41 783	45 627	25 193	27 511	30 042	32 805	35 824	39 119	42 718	46 648
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персон.)	тыс. тенге	119 244	53 939	6 189	6 437	6 694	6 962	7 241	5 373	3 344	3 477	3 616	3 761	3 911	4 068	4 231
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс. тенге	1 780 425	822 518	93 890	97 645	101 551	105 613	109 838	48 769	50 720	52 749	54 859	57 053	59 335	61 709	64 177
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тенге	937 388	424 023	48 655	50 601	52 625	54 730	56 920	42 235	26 284	27 335	28 429	29 566	30 748	31 978	33 257
Затраты на страхование	тыс. тенге	175 967	79 598	9 134	9 499	9 879	10 274	10 685	7 928	4 934	5 131	5 337	5 550	5 772	6 003	6 243
Затраты на ремонт скважин	тыс. тенге	50 941	23 534	2 686	2 794	2 906	3 022	3 143	1 395	1 451	1 509	1 570	1 632	1 698	1 766	1 836
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	5 666 978	1 955 521	223 221	232 150	241 436	251 093	261 137	271 582	282 446	293 743	305 493	317 713	330 421	343 638	357 384
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	25 991	-	-	-	-	-	-	25 991	-	-	-	-	-	-	-
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс. тенге	472 673	179 150	20 793	21 708	22 668	23 674	24 729	21 423	19 834	20 699	21 605	22 555	23 550	24 594	25 689
Итого прямые производственные затраты	тыс. тенге	9 926 139	3 762 157	436 655	455 873	476 021	497 151	519 319	449 890	416 523	434 686	453 714	473 654	494 556	516 474	539 465
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс. тенге	3 745 626	2 838 506	147 188	130 394	115 571	102 479	90 912	56 287	50 659	45 593	41 034	36 930	33 237	29 913	26 922
Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ	тыс. тенге	287 807	109 827	14 554	15 541	16 601	17 739	18 961	14 465	9 258	9 905	10 601	11 349	12 153	13 008	13 844
Налог на имущество	тыс. тенге	440 954	373 613	13 607	11 399	9 443	7 710	6 172	4 809	3 964	3 204	2 521	1 905	1 351	853	404
Земельный налог	тыс. тенге	117 522	40 554	4 629	4 814	5 007	5 207	5 415	5 632	5 857	6 092	6 335	6 589	6 852	7 126	7 411
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс. тенге	177 505	119 276	8 017	7 386	6 808	6 279	5 793	3 730	3 491	3 268	3 059	2 863	2 680	2 508	2 348
Прочие налоги и фонды	тыс. тенге	1 075	708	42,7	40,2	38,2	36,6	35,3	26,8	22	21	21	21	21	21	21
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	315 878	239 637	12 394	10 973	9 719	8 613	7 637	4 730	4 252	3 826	3 442	3 098	2 788	2 510	2 260
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 491	1 718	148,4	148,6	149,6	151,3	153,8	127,4	116,6	119,6	123,1	126,9	131,1	135,6	140,5
Расходы на НИОКР	тыс. тенге	97 504	37 076	4 183	4 367	4 559	4 760	4 972	5 193	4 499	4 165	4 347	4 537	4 737	4 946	5 165
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс. тенге	97 504	37 076	4 183	4 367	4 559	4 760	4 972	5 193	4 499	4 165	4 347	4 537	4 737	4 946	5 165
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс. тенге	15 211 004	7 560 148	645 601	645 303	648 476	654 886	664 341	550 084	503 141	515 045	529 543	545 609	563 242	582 440	603 145
Производственная себестоимость 1 т. нефти	тенге			129 583	146 204	165 768	188 793	215 887	288 717	293 421	333 737	381 256	436 471	500 641	575 228	661 863
Производственная себестоимость 1 бар. нефти	тенге			17 923	20 222	22 928	26 112	29 860	39 933	40 584	46 160	52 733	60 369	69 245	79 561	91 544

Таблица 4.2.5 - Общие и административные расходы по варианту 1

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Административные расходы	тыс. тенге	901 330	411 311	46 861	32 052	33 393	34 647	35 954	34 306	35 727	37 208	38 753	40 365	42 046	43 788
Затраты на оплату труда АУП	тыс. тенге	292 313	132 226	9 164	10 250	10 660	11 086	11 530	11 991	12 471	12 970	13 488	14 028	14 589	15 172
Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	тыс. тенге	15 052,1	15 052,1	3 010,4	3 010,4	3 010,4	3 010,4	3 010,4	-	-	-	-	-	-	-
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	64 391	26 010	1 517	1 729	1 978	2 095	2 221	2 354	2 497	2 649	2 812	2 986	3 172	3 359
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	154 442	58 625	4 238	4 530	4 711	4 900	5 096	5 299	5 511	5 732	5 961	6 200	6 448	6 705
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс. тенге	22 452	10 156	703,9	787,3	818,8	851,5	885,6	921,0	957,9	996,2	1 036,0	1 077,5	1 120,6	1 165,4
Затраты на страхование основных фондов	тыс. тенге	1 902	860	59,6	66,7	69,4	72,1	75,0	78,0	81,1	84,4	87,8	91,3	94,9	98,7
Затраты не производственного характера	тыс. тенге	333 049	150 653	10 441	11 678	12 146	12 631	13 137	13 662	14 209	14 777	15 368	15 983	16 622	17 287
Отчисления недропользователя на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	тыс. тенге	17 727	17 727	17 727	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обучение казахстанских специалистов	тыс. тенге	0,8	0,4	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Общехозяйственные расходы	тыс. тенге	138 753	66 774	6 427	6 317	6 203	6 121	6 063	5 998	5 960	5 943	5 909	5 905	5 929	5 926
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс. тенге	138 668	66 748	6 425	6 316	6 201	6 119	6 061	5 996	5 957	5 940	5 906	5 901	5 926	5 922
Плата в фонд экологии	тыс. тенге	85,3	26,2	1,213	1,439	1,711	1,885	2,078	2,291	2,528	2,789	3,079	3,400	3,756	4,137
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс. тенге	1 040 083	478 086	53 287	38 369	39 596	40 768	42 017	40 304	41 686	43 151	44 663	46 270	47 975	49 714

Продолжение таблицы 4.2.5 - Общие и административные расходы по варианту 1

ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Административные расходы	тыс. тенге	901 330	411 311	45 588	47 464	49 419	51 458	39 668	26 814	27 919	29 072	30 274	31 527	32 833	34 196
Затраты на оплату труда АУП	тыс. тенге	292 313	132 226	15 779	16 411	17 067	17 750	13 170	8 196	8 524	8 865	9 220	9 589	9 972	10 371
Амортизация нематериальных активов и исторических затрат	тыс. тенге	15 052,1	15 052,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	64 391	26 010	3 542	3 736	3 942	4 161	3 135	1 982	2 094	2 214	2 341	2 477	2 622	2 776
Услуги не производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	154 442	58 625	6 974	7 253	7 543	7 844	7 259	6 614	6 879	7 154	7 440	7 737	8 047	8 369
Материальные затраты (материалы, топливо, эл.энергия, вода, проч. материалы не произв. харак.)	тыс. тенге	22 452	10 156	1 212,0	1 260,5	1 310,9	1 363,3	1 011,6	629,6	654,7	680,9	708,2	736,5	766,0	796,6
Затраты на страхование основных фондов	тыс. тенге	1 902	860	102,7	106,8	111,1	115,5	85,7	53,3	55,5	57,7	60,0	62,4	64,9	67,5
Затраты не производственного характера	тыс. тенге	333 049	150 653	17 978	18 698	19 445	20 223	15 006	9 339	9 712	10 101	10 505	10 925	11 362	11 816
Отчисления недропользователя на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	тыс. тенге	17 727	17 727	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обучение казахстанских специалистов	тыс. тенге	0,8	0,4	0,04	0,05	0,05	0,05	0,04	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Общехозяйственные расходы	тыс. тенге	138 753	66 774	5 955	6 012	6 097	6 208	5 170	4 765	4 889	5 038	5 201	5 377	5 568	5 773
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс. тенге	138 668	66 748	5 950	6 007	6 092	6 202	5 166	4 762	4 886	5 034	5 197	5 373	5 563	5 767
Плата в фонд экологии	тыс. тенге	85,3	26,2	4,536	4,977	5,461	5,996	4,698	3,088	3,394	3,732	4,104	4,516	4,970	5,473
ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ОАР	тыс. тенге	1 040 083	478 086	51 542	53 476	55 516	57 665	44 838	31 578	32 809	34 110	35 474	36 904	38 401	39 968

Таблица 4.2.6 - Расходы по реализации готовой продукции по варианту 1

РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс. тенге	285 238	191 668	20 523	19 884	19 291	18 742	18 234	17 565	16 933	16 336
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ	тыс. тенге	285 238	191 668	20 523	19 884	19 291	18 742	18 234	17 565	16 933	16 336

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

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. тенге	12 885 789	9 760 141	1 243 845	1 158 716	1 080 923	1 009 766	944 617	874 979	811 063	752 360	685 339	625 785	572 749
Итого приток средств	тыс. тенге	12 885 789	9 760 141	1 243 845	1 158 716	1 080 923	1 009 766	944 617	874 979	811 063	752 360	685 339	625 785	572 749
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс. тенге	12 775 647	5 376 343	459 724	451 396	457 159	464 448	472 961	482 089	492 539	504 249	516 382	530 007	545 390
прямые затраты	тыс. тенге	9 790 119	3 708 948	270 801	284 213	295 620	307 967	320 853	334 302	348 340	362 997	378 301	394 284	411 269
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс. тенге	1 794 874	1 063 684	121 370	115 606	109 656	104 171	99 267	94 538	90 432	86 864	83 302	80 393	78 084
расходы периода	тыс. тенге	1 190 654	603 712	67 553	51 577	51 884	52 309	52 841	53 249	53 767	54 388	54 778	55 330	56 036
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс. тенге	1 772 744	1 772 744	1 772 744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бурение	тыс. тенге	45 300	45 300	45 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство	тыс. тенге	1 727 444	1 727 444	1 727 444	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	511 023	511 023	89 678	84 357	76 183	67 753	59 193	48 689	38 281	27 994	15 392	3 502	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	31 813	31 813	17 002	11 246	3 565	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого отток средств	тыс. тенге	14 997 917	7 691 923	2 339 148	546 999	536 907	532 201	532 154	530 779	530 819	532 243	531 774	533 510	545 390
Поток денежной наличности	тыс. тенге	-2 112 129	2 068 218	-1 095 302	611 717	544 016	477 565	412 463	344 200	280 244	220 117	153 564	92 275	27 359
Чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	396 146	1 157 110	-1 095 302	556 106	449 600	358 802	281 718	213 721	158 190	112 955	71 639	39 134	10 548
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	499 620	856 042	-1 095 302	531 928	411 354	314 007	235 827	171 128	121 157	82 750	50 200	26 230	6 763
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	443 055	619 157	-1 095 302	509 764	377 789	276 369	198 911	138 326	93 853	61 431	35 714	17 884	4 419
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс. тенге	-2 112 129	2 068 218	-1 095 302	-483 585	60 430	537 996	950 458	1 294 658	1 574 902	1 795 019	1 948 583	2 040 859	2 068 218
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	396 146	1 157 110	-1 095 302	-539 196	-89 596	269 206	550 923	764 644	922 835	1 035 789	1 107 428	1 146 562	1 157 110
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	499 620	856 042	-1 095 302	-563 374	-152 020	161 987	397 813	568 942	690 099	772 849	823 049	849 280	856 042
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	443 055	619 157	-1 095 302	-585 538	-207 749	68 619	267 531	405 857	499 710	561 141	596 855	614 738	619 157
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	6%	42%	-	-	4%	24%	33%	38%	40%	41%	42%	42%	42%
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	7,89	2,89	1,00	1,00	0,89	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 10%	лет	3,25	3,25	1,00	1,00	1,00	0,25	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 15%	лет	3,48	3,48	1,00	1,00	1,00	0,48	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 20%	лет	3,75	3,75	1,00	1,00	1,00	0,75	-	-	-	-	-	-	-

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

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. тенге	12 885 789	9 760 141	507 162	449 298	398 220	353 111	313 254	193 949	174 554	157 099	141 389	127 250	114 525	103 072	92 765
Итого приток средств	тыс. тенге	12 885 789	9 760 141	507 162	449 298	398 220	353 111	313 254	193 949	174 554	157 099	141 389	127 250	114 525	103 072	92 765
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс. тенге	12 775 647	5 376 343	561 010	578 320	597 322	618 013	640 403	544 628	489 671	507 512	527 535	548 754	571 215	594 958	619 964
прямые затраты	тыс. тенге	9 790 119	3 708 948	429 051	447 669	467 170	487 600	509 012	443 443	413 581	430 900	449 561	469 102	489 570	511 017	533 496
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс. тенге	1 794 874	1 063 684	75 587	73 762	72 571	71 973	71 931	55 977	42 432	42 257	42 837	43 660	44 723	46 015	47 462
расходы периода	тыс. тенге	1 190 654	603 712	56 371	56 889	57 580	58 439	59 459	45 208	33 658	34 355	35 136	35 992	36 921	37 926	39 006
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс. тенге	1 772 744	1 772 744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бурение	тыс. тенге	45 300	45 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство	тыс. тенге	1 727 444	1 727 444	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	511 023	511 023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	31 813	31 813	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого отток средств	тыс. тенге	14 997 917	7 691 923	561 010	578 320	597 322	618 013	640 403	544 628	483 105	498 487	516 123	535 132	555 544	577 379	600 529
Поток денежной наличности	тыс. тенге	-2 112 129	2 068 218	-53 847	-129 022	-199 101	-264 901	-327 149	-350 680	-308 551	-341 389	-374 734	-407 882	-441 019	-474 306	-507 763
Чистая приведенная стоимость:																
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	396 146	1 157 110	-18 873	-41 111	-57 673	-69 757	-78 317	-76 318	-61 045	-61 402	-61 272	-60 629	-59 595	-58 267	-56 706
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	499 620	856 042	-11 574	-24 115	-32 360	-37 438	-40 205	-37 475	-28 672	-27 586	-26 331	-24 922	-23 432	-21 913	-20 399
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	443 055	619 157	-7 247	-14 471	-18 609	-20 632	-21 234	-18 968	-13 907	-12 823	-11 729	-10 639	-9 586	-8 592	-7 665
Накопленный поток денежной наличности																
при ставке дисконта в 0%	тыс. тенге	-2 112 129	2 068 218	2 014 371	1 885 348	1 686 247	1 421 346	1 094 196	743 517	434 965	93 577	-281 157	-689 039	-1 130 059	-1 604 365	-2 112 129
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	396 146	1 157 110	1 138 237	1 097 127	1 039 454	969 697	891 380	815 062	754 017	692 615	631 343	570 714	511 119	452 852	396 146
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	499 620	856 042	844 468	820 353	787 994	750 555	710 351	672 875	644 203	616 617	590 286	565 364	541 933	520 019	499 620
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	443 055	619 157	611 910	597 439	578 830	558 198	536 964	517 997	504 089	491 266	479 537	468 898	459 311	450 720	443 055
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	6%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	41%	41%	41%	1%	3%	4%	5%	6%
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	7,89	2,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 10%	лет	3,25	3,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 15%	лет	3,48	3,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 20%	лет	3,75	3,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 4.2.6 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 3)

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	ЕИ	Кол /во	Стоимость единицы, тыс. тенге	Стоимость всего, тыс. тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства						
						1	2	3	4	5	6	
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН											
1	Ввод из бурения добывающих вертикальных	скважина	3	466 375	1 399 125	-	466 375	466 375	466 375	-	-	
2	Ввод из бурения добывающих горизонтальных	скважина	3	15 100	45 300	45 300	-	-	-	-	-	
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, без инфляции	тыс. тенге			1 444 425	45 300	466 375	466 375	466 375	-	-	
	ИТОГО СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, с инфляцией	тыс. тенге			1 559 370	45 300	485 030	504 431	524 608	-	-	
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
1	Установка станков-качалок	ед.	3	15 685,8	47 057	-	15 686	15 686	15 686	-	-	
2	Обустройство добывающих нефтяных скважин	ед.	6	7 600,0	45 600	22 800	7 600	7 600	7 600	-	-	
3	Установка устьевого оборудования для добывающих скважин (АУШГН)	ед.	3	2 393,6	7 181	-	2 394	2 394	2 394	-	-	
4	Прокладка выкидных линий	км	10	5 850,0	56 336	28 080	9 419	9 419	9 419	-	-	
5	Автомобильные дороги	ед.	4	7 800,0	27 300	15 600	3 900	3 900	3 900	-	-	
6	ЛЭП	ед.	10	3 600	34 668	17 280	5 796	5 796	5 796	-	-	
7	Строительство УПСВ-СК	ед.	1	1 600 000	1 600 000	1 600 000						
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, без инфляции	тыс. тенге			1 818 142	1 683 760	44 794	44 794	44 794	-	-	
	ИТОГО НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, с инфляцией	тыс. тенге			1 829 182	1 683 760	46 586	48 449	50 387	-	-	
III	ИНФРАСТРУКТУРА											
1	Временные здания и сооружения	ед.	1	1 100	1 100	275,0	275,0	275,0	275,0	-	-	
2	Дополнительные затраты на производство СМР в зимнее время	ед.	1	14 814	14 814	3 703,5	3 703,5	3 703,5	3 703,5	-	-	
3	Непредвиденные работы и затраты	ед.	1	12 718	12 718	3 179,5	3 179,5	3 179,5	3 179,5	-	-	
IV	ВНЕШНИЕ КОММУНИКАЦИИ И ЗАТРАТЫ											
1	Авторский надзор	ед.	1	3 627,4	3 627	906,9	906,9	906,9	906,9	-	-	
2	Технический надзор	ед.	1	5 308,5	5 309	1 327,1	1 327,1	1 327,1	1 327,1	-	-	
3	ПИР	ед.	1	5 000,8	5 001	1 250,2	1 250,2	1 250,2	1 250,2	-	-	
4	Экспертиза	ед.	1	1 115,4	1 115	278,85	278,85	278,85	278,85	-	-	
	ВСЕГО капитальных вложений, без учета НДС и инфляции:					3 306 251	1 739 981	522 090	522 090	522 090	-	-
	ВСЕГО капитальных вложений, без учета НДС, с учетом инфляции:					3 434 927	1 739 981	542 973	564 692	587 280	-	-

Таблица 4.2.7 - Бюджетная эффективность по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ														
НДС (с выручки)	тыс. тенге	2 208 713	1 949 336	149 261	147 734	153 793	151 348	159 677	154 237	149 087	144 210	137 746	131 605	125 769
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс. тенге	248 851	192 254	4 571	5 673	8 009	10 413	12 088	12 868	13 703	14 598	15 557	16 585	17 687
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	59 746	47 420	1 251	1 532	2 144	2 751	3 151	3 309	3 476	3 653	3 840	4 037	4 246
Налог на имущество	тыс. тенге	582 044	564 474	56 088	59 683	62 942	65 495	58 457	51 324	44 714	38 583	32 896	27 686	22 900
Прочие налоги	тыс. тенге	287 640	240 443	15 863	16 362	17 579	18 046	18 980	18 591	18 236	17 913	17 443	17 012	16 617
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	452 573	399 386	30 619	30 291	31 516	30 999	32 703	31 589	30 535	29 537	28 214	26 958	25 764
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 375	2 754	145	164	192	216	221	214	209	206	202	199	197
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	956 164	956 164	101 090	86 466	78 335	58 199	81 807	83 799	82 211	79 354	72 497	64 783	56 317
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	107 611	107 611	76 241	25 880	5 490	-	-	-	-	-	-	-	-
Общие поступления Государству	тыс. тенге	489 291	561 170	136 607	78 316	52 414	34 771	47 730	47 457	43 997	39 633	32 903	25 655	17 959
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс. тенге	739 584	549 662	206 327	59 982	59 919	60 729	-8 910	-4 094	1 763	7 447	13 518	19 316	25 001
Возврат НДС Государством	тыс. тенге	-1 483 224	-1 399 674	57 066	-87 752	-93 874	-90 619	-168 587	-158 331	-147 324	-136 763	-124 228	-112 289	-100 768
Недисконтированные поступления Государству	тыс. тенге	2 712 099	2 510 507	285 868	226 050	206 208	186 118	207 407	201 694	193 084	183 843	170 649	157 260	143 729
Дисконтированные поступления Государству	тыс. тенге													
при 10% дисконта	тыс. тенге	1 632 144	1 585 827	285 868	205 500	170 419	139 834	141 662	125 236	108 991	94 341	79 609	66 694	55 414
при 15% дисконта	тыс. тенге	1 357 934	1 334 512	285 868	196 565	155 923	122 376	118 586	100 277	83 475	69 114	55 785	44 703	35 528
при 20% дисконта	тыс. тенге	1 167 906	1 155 685	285 868	188 375	143 200	107 707	100 023	81 056	64 663	51 307	39 687	30 478	23 213

Продолжение Таблицы 4.2.7 - Бюджетная эффективность по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ										
НДС (с выручки)	тыс. тенге	2 208 713	1 949 336	120 222	114 948	109 698	69 201	66 211	63 351	60 614
Налоговые платежи от ФОТ ОПП	тыс. тенге	248 851	192 254	18 869	20 137	21 498	17 219	12 263	13 105	14 009
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тенге	59 746	47 420	4 459	4 672	4 897	3 850	2 691	2 823	2 962
Налог на имущество	тыс. тенге	582 044	564 474	18 502	14 460	10 743	7 333	5 265	3 362	1 611
Прочие налоги	тыс. тенге	287 640	240 443	16 257	15 930	15 614	11 902	11 818	11 758	11 718
Рентный налог на экспорт нефти и газоконденсата	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тенге	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	452 573	399 386	24 630	23 552	22 478	14 189	13 575	12 991	12 433
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 375	2 754	196	196	197	159	149	153	158
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	956 164	956 164	47 178	37 420	26 710	-	-	-	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	107 611	107 611	-	-	-	-	-	-	-
Общие поступления Государству	тыс. тенге	489 291	561 170	9 869	1 420	-7 560	-14 548	-20 449	-19 159	-17 723
Поступления Гос-ву НДС от подрядчиков	тыс. тенге	739 584	549 662	30 615	36 199	41 850	45 023	43 721	48 183	52 994
Возврат НДС Государством	тыс. тенге	-1 483 224	-1 399 674	-89 608	-78 749	-67 848	-24 178	-22 490	-19 159	-17 723
Недисконтированные поступления Государству	тыс. тенге	2 712 099	2 510 507	130 091	116 368	102 138	54 653	45 762	48 183	52 994
Дисконтированные поступления Государству	тыс. тенге									
при 10% дисконта	тыс. тенге	1 632 144	1 585 827	45 596	37 078	29 586	14 392	10 955	10 486	10 485
при 15% дисконта	тыс. тенге	1 357 934	1 334 512	27 962	21 750	16 600	7 724	5 624	5 149	4 925
при 20% дисконта	тыс. тенге	1 167 906	1 155 685	17 509	13 051	9 546	4 257	2 970	2 606	2 389

Таблица 4.2.8 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 3)

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	153	140	12,2	12,1	12,6	12,4	12,5	11,7	10,8	10,1	9,2	8,5	7,8	7,2	6,6
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/тонн	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	102 000	106 080	110 323	114 736	119 326	124 099	129 063	134 225	139 594	145 178
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	18 405 944	16 244 470	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 261 232	1 330 642	1 285 305	1 242 392	1 201 753	1 147 885	1 096 709	1 048 077	1 001 851	957 899

Продолжение Таблицы 4.2.8 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 3)

Наименование	ЕИ	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2036	2037	2038	2039	2040
Объем реализации нефти на внутренний рынок	тыс. тонн	153	140	6,1	3,7	3,4	3,1	2,9
Цена реализации нефти на внутренний рынок	тенге/тонн	102 000	102 000	150 985	157 024	163 305	169 837	176 631
Выручка от продажи на внутренний рынок	тыс. тенге	18 405 944	16 244 470	914 148	576 672	551 760	527 924	505 118

Таблица 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 3)

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:	тыс. тенге	784 686	478 902	13 721	16 129	17 878	19 961	22 608	25 339	28 458	32 028	36 118	40 810	46 198
по жидкости	тыс. тенге	784 686	478 902	13 721	16 129	17 878	19 961	22 608	25 339	28 458	32 028	36 118	40 810	46 198
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персон.)	тыс. тенге	60 780	48 944	1 440	1 747	2 336	2 970	3 369	3 504	3 644	3 790	3 941	4 099	4 263
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс. тенге	2 195 782	1 810 268	52 426	72 697	94 507	117 944	122 662	127 569	132 671	137 978	143 497	149 237	155 207
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тенге	477 797	384 754	11 320	13 735	18 366	23 345	26 486	27 545	28 647	29 793	30 984	32 224	33 513
Затраты на страхование	тыс. тенге	89 692	72 226	2 125	2 578	3 448	4 382	4 972	5 171	5 378	5 593	5 816	6 049	6 291
Затраты на ремонт скважин	тыс. тенге	62 825	51 795	1 500	2 080	2 704	3 375	3 510	3 650	3 796	3 948	4 106	4 270	4 441
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	3 718 585	2 652 327	145 000	150 800	156 832	163 105	169 629	176 415	183 471	190 810	198 443	206 380	214 635
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	36 046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс. тенге	371 310	274 961	11 377	12 988	14 804	16 754	17 662	18 460	19 303	20 197	21 145	22 153	23 227
Итого прямые производственные затраты	тыс. тенге	7 797 503	5 774 176	238 908	272 755	310 874	351 836	370 898	387 651	405 369	424 136	444 051	465 223	487 775
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс. тенге	5 405 954	4 917 083	298 626	341 816	410 533	465 978	472 326	438 276	407 016	378 316	347 325	319 078	293 201
Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ	тыс. тенге	137 224	105 874	2 439	3 031	4 401	5 725	6 650	7 084	7 548	8 046	8 580	9 153	9 767
Налог на имущество	тыс. тенге	582 044	564 474	56 088	59 683	62 942	65 495	58 457	51 324	44 714	38 583	32 896	27 686	22 900
Земельный налог	тыс. тенге	77 116	55 004	3 007	3 127	3 252	3 382	3 518	3 659	3 805	3 957	4 115	4 280	4 451
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс. тенге	209 354	184 389	12 772	13 147	14 233	14 567	15 369	14 845	14 350	13 880	13 258	12 667	12 105
Прочие налоги и фонды	тыс. тенге	1 169	1 050	84,1	87,6	93,2	96,3	93,5	87,0	80,9	75,4	69,8	64,8	60,1
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	452 573	399 386	30 619	30 291	31 516	30 999	32 703	31 589	30 535	29 537	28 214	26 958	25 764
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 375	2 754	145,1	164,3	192,0	216,0	220,9	213,9	209,2	205,5	201,6	198,8	197,0
Расходы на НИОКР	тыс. тенге	91 043	70 525	2 842	2 842	7 578	8 153	8 764	3 709	3 877	4 054	4 241	4 441	4 652
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс. тенге	91 043	70 525	2 842	2 842	7 578	8 153	8 764	3 709	3 877	4 054	4 241	4 441	4 652
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс. тенге	14 848 398	12 145 240	648 373	729 786	853 192	954 601	977 765	942 148	921 379	904 844	887 195	874 189	865 525
Производственная себестоимость 1 т. нефти	тенге			53 063	60 343	67 767	77 047	77 792	80 707	84 920	89 665	95 723	102 670	110 624
Производственная себестоимость 1 бар. нефти	тенге			7 339	8 346	9 373	10 657	10 760	11 163	11 746	12 402	13 240	14 201	15 301

Продолжение Таблицы 4.2.9 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 3

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)	Ед. изм.	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Условно-переменные затраты, всего, в т.ч:	тыс. тенге	784 686	478 902	52 393	59 523	67 736	59 935	69 812	81 318	94 719
по жидкости	тыс. тенге	784 686	478 902	52 393	59 523	67 736	59 935	69 812	81 318	94 719
Условно-постоянные затраты (от кол-ва персон.)	тыс. тенге	60 780	48 944	4 434	4 611	4 795	3 740	2 593	2 697	2 805
Условно-постоянные затраты (от кол-ва скв.)	тыс. тенге	2 195 782	1 810 268	161 415	167 871	174 586	90 785	94 416	98 193	102 121
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тенге	477 797	384 754	34 853	36 247	37 697	29 404	20 387	21 202	22 050
Затраты на страхование	тыс. тенге	89 692	72 226	6 543	6 804	7 077	5 520	3 827	3 980	4 139
Затраты на ремонт скважин	тыс. тенге	62 825	51 795	4 618	4 803	4 995	2 598	2 701	2 809	2 922
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тенге	3 718 585	2 652 327	223 221	232 150	241 436	251 093	261 137	271 582	282 446
Затраты на Выбытие добывающих скважин	тыс. тенге	36 046	-	-	-	-	36 046	-	-	-
Другие производственные затраты на добычу нефти и газа (%)	тыс. тенге	371 310	274 961	24 374	25 601	26 916	23 956	22 744	24 089	25 560
Итого прямые производственные затраты	тыс. тенге	7 797 503	5 774 176	511 851	537 611	565 239	503 076	477 618	505 871	536 761
Амортизация включаемая в с/с продукции	тыс. тенге	5 405 954	4 917 083	269 489	247 756	227 346	137 901	126 869	116 719	107 382
Налоговые платежи от ФОТ ОПП + ОПВ	тыс. тенге	137 224	105 874	10 426	11 133	11 892	9 530	6 791	7 261	7 767
Налог на имущество	тыс. тенге	582 044	564 474	18 502	14 460	10 743	7 333	5 265	3 362	1 611
Земельный налог	тыс. тенге	77 116	55 004	4 629	4 814	5 007	5 207	5 415	5 632	5 857
Плата за эмиссию в окружающую среду	тыс. тенге	209 354	184 389	11 572	11 064	10 559	6 661	6 373	6 098	5 834
Прочие налоги и фонды	тыс. тенге	1 169	1 050	56,0	52,2	48,7	34,5	30,1	28,4	27
НДПИ на добычу нефти и газоконденсата	тыс. тенге	452 573	399 386	24 630	23 552	22 478	14 189	13 575	12 991	12 433
НДПИ на добычу газа	тыс. тенге	3 375	2 754	196,2	196,3	197,3	159,4	149,5	153,3	158,2
Расходы на НИОКР	тыс. тенге	91 043	70 525	4 878	5 119	5 376	5 652	5 031	4 776	5 059
Затраты на обучение персонала и казахстанских специалистов	тыс. тенге	91 043	70 525	4 878	5 119	5 376	5 652	5 031	4 776	5 059
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ	тыс. тенге	14 848 398	12 145 240	861 106	860 875	864 263	695 396	652 147	667 668	687 947
Производственная себестоимость 1 т. нефти	тенге			119 743	130 212	142 460	188 973	192 631	214 365	240 082
Производственная себестоимость 1 бар. нефти	тенге			16 562	18 010	19 704	26 137	26 643	29 649	33 206

Таблица 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. тенге	18 405 944	16 244 470	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 261 232	1 330 642	1 285 305	1 242 392	1 201 753	1 147 885	1 096 709	1 048 077
Итого приток средств	тыс. тенге	18 405 944	16 244 470	1 243 845	1 231 121	1 281 612	1 261 232	1 330 642	1 285 305	1 242 392	1 201 753	1 147 885	1 096 709	1 048 077
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс. тенге	10 405 345	8 029 423	404 813	434 704	496 670	548 789	563 232	561 561	572 180	584 595	597 976	613 397	630 927
прямые затраты	тыс. тенге	7 776 919	5 758 321	239 619	272 956	314 843	355 302	374 225	385 576	403 091	421 639	441 316	462 231	484 507
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс. тенге	1 725 272	1 517 256	111 379	116 546	129 961	136 073	134 365	121 604	114 749	108 543	102 393	96 918	92 064
расходы периода	тыс. тенге	903 154	753 845	53 815	45 202	51 866	57 415	54 643	54 381	54 340	54 413	54 267	54 249	54 356
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс. тенге	3 434 927	3 434 927	1 739 981	542 973	564 692	587 280	-	-	-	-	-	-	-
Бурение	тыс. тенге	1 559 370	1 559 370	45 300	485 030	504 431	524 608	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство	тыс. тенге	1 875 557	1 875 557	1 694 681	57 943	60 261	62 672	-	-	-	-	-	-	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	956 164	956 164	101 090	86 466	78 335	58 199	81 807	83 799	82 211	79 354	72 497	64 783	56 317
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	107 611	107 611	76 241	25 880	5 490	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого отток средств	тыс. тенге	14 889 952	12 528 125	2 322 125	1 090 024	1 145 187	1 194 268	645 039	645 360	654 391	663 949	670 473	678 180	687 244
Поток денежной наличности	тыс. тенге	3 515 991	3 716 345	-1 078 280	141 097	136 424	66 964	685 603	639 945	588 001	537 804	477 412	418 529	360 833
Чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 423 499	1 466 504	-1 078 280	128 270	112 747	50 311	468 276	397 356	331 911	275 978	222 716	177 497	139 117
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	843 896	864 954	-1 078 280	122 693	103 156	44 030	391 996	318 166	254 209	202 180	156 067	118 972	89 192
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	433 869	444 524	-1 078 280	117 581	94 739	38 752	330 634	257 180	196 920	150 091	111 031	81 114	58 277
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс. тенге	3 515 991	3 716 345	-1 078 280	-937 183	-800 758	-733 794	-48 191	591 754	1 179 755	1 717 558	2 194 970	2 613 499	2 974 332
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 423 499	1 466 504	-1 078 280	-950 010	-837 262	-786 951	-318 675	78 681	410 592	686 570	909 286	1 086 783	1 225 900
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	843 896	864 954	-1 078 280	-955 587	-852 430	-808 400	-416 404	-98 239	155 970	358 151	514 217	633 189	722 382
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	433 869	444 524	-1 078 280	-960 699	-865 960	-827 207	-496 573	-239 394	-42 473	107 618	218 649	299 762	358 039
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	28%	28%	-	-	-	-	-	12%	19%	23%	25%	26%	27%
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	5,08	5,08	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,08	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 10%	лет	5,80	5,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,80	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 15%	лет	6,39	6,39	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,39	-	-	-	-
при ставке дисконта в 20%	лет	7,28	7,28	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,28	-	-	-

Продолжение Таблицы 4.2.10 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 3)

Составляющие	Ед. изм	Итого за проектный период	Итого за рентабельный период	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. тенге	18 405 944	16 244 470	1 001 851	957 899	914 148	576 672	551 760	527 924	505 118
Итого приток средств	тыс. тенге	18 405 944	16 244 470	1 001 851	957 899	914 148	576 672	551 760	527 924	505 118
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс. тенге	10 405 345	8 029 423	650 662	672 730	697 186	603 422	563 195	589 484	619 821
прямые затраты	тыс. тенге	7 776 919	5 758 321	508 285	533 725	561 009	501 040	477 177	504 803	535 578
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс. тенге	1 725 272	1 517 256	87 791	84 066	80 804	60 305	50 793	48 968	47 950
расходы периода	тыс. тенге	903 154	753 845	54 586	54 939	55 373	42 077	35 225	35 712	36 294
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс. тенге	3 434 927	3 434 927	-	-	-	-	-	-	-
Бурение	тыс. тенге	1 559 370	1 559 370	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство	тыс. тенге	1 875 557	1 875 557	-	-	-	-	-	-	-
Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	956 164	956 164	47 178	37 420	26 710	-	-	-	-
Налог на сверхприбыль	тыс. тенге	107 611	107 611	-	-	-	-	-	-	-
Итого отток средств	тыс. тенге	14 889 952	12 528 125	697 840	710 150	723 896	603 422	563 195	585 493	609 718
Поток денежной наличности	тыс. тенге	3 515 991	3 716 345	304 011	247 749	190 253	-26 750	-11 435	-57 569	-104 600
Чистая приведенная стоимость:										
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 423 499	1 466 504	106 554	78 940	55 109	-7 044	-2 737	-12 529	-20 695
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	843 896	864 954	65 345	46 306	30 921	-3 780	-1 405	-6 152	-9 720
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	433 869	444 524	40 916	27 787	17 782	-2 083	-742	-3 114	-4 715
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс. тенге	3 515 991	3 716 345	3 278 343	3 526 092	3 716 345	3 689 595	3 678 160	3 620 592	3 515 991
при ставке дисконта в 10%	тыс. тенге	1 423 499	1 466 504	1 332 454	1 411 394	1 466 504	1 459 460	1 456 722	1 444 194	1 423 499
при ставке дисконта в 15%	тыс. тенге	843 896	864 954	787 727	834 033	864 954	861 174	859 769	853 617	843 896
при ставке дисконта в 20%	тыс. тенге	433 869	444 524	398 955	426 742	444 524	442 440	441 698	438 584	433 869
Внутренняя норма рентабельности - IRR	%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
Окупаемость при ставке дисконта в 0%	лет	5,08	5,08	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 10%	лет	5,80	5,80	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 15%	лет	6,39	6,39	-	-	-	-	-	-	-
при ставке дисконта в 20%	лет	7,28	7,28	-	-	-	-	-	-	-

ПРОТОКОЛ
заседания научно–технического совета ТОО «Нефтегазпроект»

Дата проведения заседания:

«29» сентября 2022 года

Место проведения заседания:

Г. Алматы, офис ТОО «Нефтегазпроект»

Члены НТС:

Басалхаев Д.С. – Директор, специалист по проектированию и разработки;
Кыдырбаев А.С. – Ведущий специалист по геологии и разработки;
Акжолтаева М.Т. – Ведущий специалист по проектированию;
Усина Г.Т. – Ведущий специалист по экологии;
Шорат М.Б. – Секретарь НТС.

ОСНОВАНИЕ:

Договор №25/05-01 от «25» мая 2022 года

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Северный Кенлык» по состоянию изученности на 01.07.2022г.

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ:

Отчет составлен в соответствии с Договором №25/05-01 от «25» мая 2022 года специалистами ТОО «Нефтегазпроект» с использованием фактических материалов, результатов интерпретации, геофизических и гидродинамических исследований.

Целью рассматриваемого Отчета является выбор и обоснования рациональной разработки нефтяных залежей, приуроченных к палеозойскому продуктивному горизонту месторождения Северный Кенлык.

Месторождение Северный Кенлык в административном отношении расположено на территории в Улутауской (Карагандийской) области Республики Казахстан.

Месторождение открыто в 2016 году при проведении поискового бурения.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2022 г. Отчет по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол №2409-22-У от 08.02.2022г.).

В результате подсчета запасов геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык утверждены в следующих количествах:

по категории C_1 –543/ 154 тыс. т;
по категории C_2 - 225/ 31,4 тыс. т.
растворенного в нефти газа:
по категории C_1 –18/ 5 млн.м³;
по категории C_2 -7,3/ 0,96 млн.м³.

На дату выполнения отчета пробуренный фонд скважин месторождения Северный Кенлык составил 8 единиц (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33), из них 1 скважина (33) ликвидирована по геологическим причинам, 1 скважина (9) в освоении.

На основании анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов и по состоянию запасов нефти на месторождении Кенлык Северный, выделен 1 эксплуатационный объект:

I объект – палеозойские залежи PZ-I.

Для обоснования технико-экономических показателей разработки месторождения Северный Кенлык и рационального коэффициента извлечения нефти по подсчетному объекту на данной стадии изученности рассмотрено 3 варианта разработки.

Первый Вариант – разработка месторождения осуществляется существующим фондом скважин. Вывод из консервации 3 скважин (4, 5, 7).

Второй Вариант (рекомендуемый) – предусмотрено бурение двух добывающих скважин в 2024-2025 гг., также вывод из консервации 3 скважин. Общее количество добывающих скважин – 4 ед.

Третий Вариант – система разработки такая же, как во втором варианте. Предусмотрено дополнительное бурение одной добывающей скважины в 2026 г. Общее количество добывающих скважин – 5 ед.

Для принятия решения экономических показателей вариантов разработки, были рассчитаны интегральные показатели такие как, поток наличности, чистая приведенная стоимость (ЧПС/NPV) со ставкой дисконтирования. По 2-му варианту разработки нефтяного месторождения Северный Кенлык достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта.

Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным будет вариант 2 для разработки месторождения, по которому будет достигаться утвержденный КИН.

После обмена мнениями и обсуждения НТС постановляет:

1. Принять проектный документ «Проект разработки месторождения Северный Кенлык»;
2. Направить проектный документ для рассмотрения и согласование Заказчику.

Председатель НТС

Секретарь НТС



Д.С. Басалхаев.

М.Б. Шорат.

ПРОТОКОЛ
заседания технического совета
недропользователя Компания ТОО «САУТС-ОЙЛ» и специалистов
ТОО «Нефтегазпроект» по рассмотрению отчета «Проект разработки месторождения
Северный Кенлык» по состоянию изученности на 01.07.2022г.

Дата проведения заседания:

«03» октября 2022 года

Место проведения заседания:

г. Шымкент, офис ТОО «САУТС-ОЙЛ»

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От ТОО «САУТС-ОЙЛ»:

Сейтжанов С. – Президент компаний;

Мухамедрахимов Ш. – Вице президент по геологии;

Жумашов Н.Ж. – Начальник отдела разработки;

Уразалиева А. – Экономист;

Полатов Д.С. – Секретарь.

От ТОО «Нефтегазпроект»:

Басалхаев Д.С. – Директор, специалист по проектированию и разработки;

Кыдырбаев А.С. – Ведущий специалист по геологии и разработки;

ОСНОВАНИЕ:

Договор №25/05-01 от «25» мая 2022 года

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Северный Кенлык» по состоянию изученности на 01.07.2022г.

СЛУШАЛИ: сообщение ответственного исполнителя отчета Кыдырбаева А.С., который изложил основные результаты.

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ:

Недропользователем месторождения является Компания ТОО «САУТС-ОЙЛ».

Отчет составлен в соответствии с Договором №25/05-01 от «25» мая 2022 года специалистами ТОО «Нефтегазпроект» с использованием фактических материалов, результатов интерпретации, геофизических и гидродинамических исследований.

Целью рассматриваемого Отчета является выбор и обоснования рациональной разработки нефтяных залежей, приуроченных к палеозойскому продуктивному горизонту месторождения Северный Кенлык.

Месторождение Северный Кенлык в административном отношении расположено на территории в Улутауской (Карагандийской) области Республики Казахстан.

Месторождение открыто в 2016 году при проведении поискового бурения.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2022 г. Отчет по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» (по состоянию изученности на 01.07.2021 г.), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол №2409-22-У от 08.02.2022г.).

В результате подсчета запасов геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык утверждены в следующих количествах:

по категории C1–543/ 154 тыс. т;
по категории C2 - 225/ 31,4 тыс. т.
растворенного в нефти газа:
по категории C1 –18/ 5 млн.м3;
по категории C2 -7,3/ 0,96 млн.м3.

На дату выполнения отчета пробуренный фонд скважин месторождения Северный Кенлык составил 8 единиц (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33), из них 1 скважина (33) ликвидирована по геологическим причинам, 1 скважина (9) в освоении.

На основании анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов и по состоянию запасов нефти на месторождении Кенлык Северный, выделен 1 эксплуатационный объект:

I объект – палеозойские залежи PZ-I.

Для обоснования технико-экономических показателей разработки месторождения Северный Кенлык и рационального коэффициента извлечения нефти по подсчетному объекту на данной стадии изученности рассмотрено 3 варианта разработки.

Первый Вариант – разработка месторождения осуществляется существующим фондом скважин. Вывод из консервации 3 скважин (4, 5, 7).

Второй Вариант (рекомендуемый) – предусмотрено бурение двух добывающих скважин в 2024-2025 гг., также вывод из консервации 3 скважин. Общее количество добывающих скважин – 4 ед.

Третий Вариант – система разработки такая же, как во втором варианте. Предусмотрено дополнительное бурение одной добывающей скважины в 2026 г. Общее количество добывающих скважин – 5 ед.

Для принятия решения экономических показателей вариантов разработки, были рассчитаны интегральные показатели такие как, поток наличности, чистая приведенная стоимость (ЧПС/NPV) со ставкой дисконтирования. По 2-му варианту разработки нефтяного месторождения Северный Кенлык достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта.

Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным будет вариант 2 для разработки месторождения, по которому будет достигаться утвержденный КИН.

После обмена мнениями и обсуждения технический совет постановляет:

1.Принять проектный документ «Проект разработки месторождения Северный Кенлык»;

2.Направить проектный документ на согласование в контролирующие органы с последующем рассмотрении за заседании ЦКРР РК.

Председатель
технического совета

Секретарь
Технического совета

С. Сейтжанов.

Д.Полатов.

Заключение

метрологической экспертизы к отчету по теме: **«Проект разработки месторождения Северный Кенлык по состоянию на 01.07.2022г».** Контракт №662 от 24.04.2000 года, выполненного компанией ТОО «НефтеГазПроект» в 2022 году по договору №25/05-01 от 25.05.2022 г.

Ответственные исполнители:
Басалхаев Д.С., Кыдырбаев А.С.

По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет. Отчёт соответствует требованиям государственных стандартов и может быть принят к рассмотрению.

Экспертиза проведена 28.09.2022 г.

Метролог:



Шорат М.Б.



ЛИЦЕНЗИЯ

18.12.2019 года

19024096

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "НефтеГазПроект"

120008, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А.,
г.Кызылорда, улица Желтоксан, дом № 170,,
БИН: 090840005749

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Алмауытов Сабит Базарбаевич

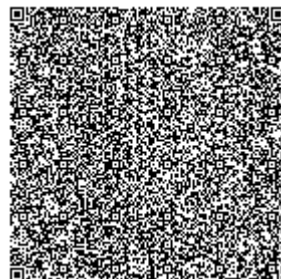
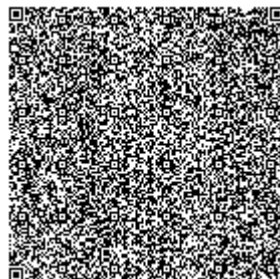
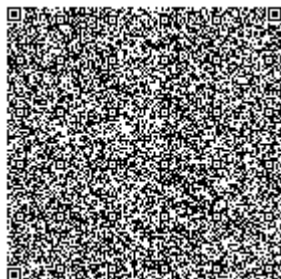
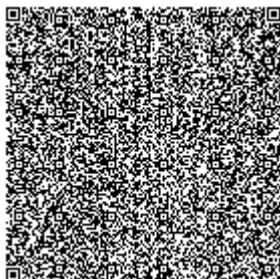
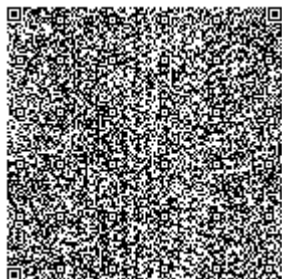
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 19.09.2013

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 19024096

Дата выдачи лицензии 18.12.2019 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "НефтеГазПроект"

120008, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г. Кызылорда, улица Желтоксан, дом № 170,, БИН: 090840005749

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

Кызылординская обл., г.Кызылорда, ул.Пушкина, д.90

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Алмауытов Сабит Базарбаевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

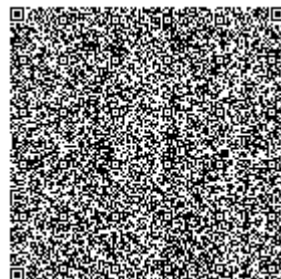
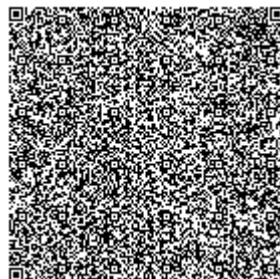
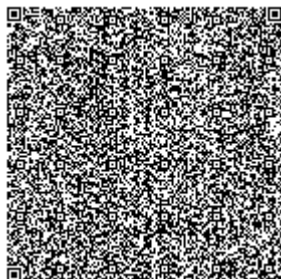
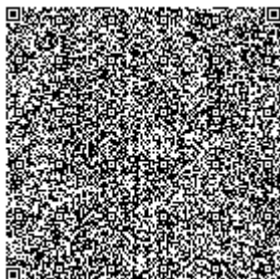
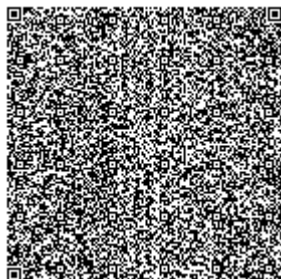
Срок действия

**Дата выдачи
приложения**

18.12.2019

Место выдачи

г.Нур-Султан





ЛИЦЕНЗИЯ

18.12.2019 жылы

19024096

Көмірсутектер саласындағы тау-кен өндірістерін (көмірсутектер), мұнай-химия өндірістерін жобалауға (технологиялық) және (немесе) пайдалануға, магистральдық газ құбырларын, мұнай құбырларын, мұнай өнімдері құбырларын пайдалану айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"НефтеГазПроект" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

120008, Қазақстан Республикасы, Қызылорда облысы, Қызылорда Қ.Ә., Қызылорда қ., көшесі Желтоқсан, № 170 үй., БСН: 090840005749 **берілді**

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

(лицензиярдың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

Алмауытов Сабит Базарбаевич

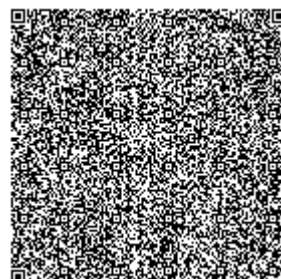
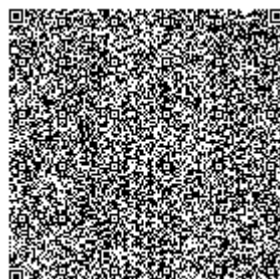
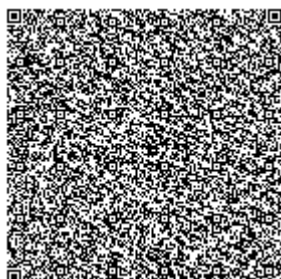
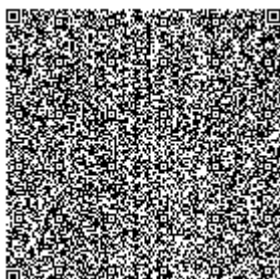
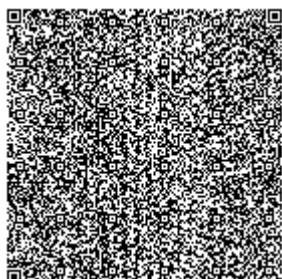
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні 19.09.2013

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер

Нұр-Сұлтан қ.





ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 19024096

Лицензияның берілген күні 18.12.2019 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Көмірсутектер кен орындарына арналған жобалардың техникалық-экономикалық негіздемесін жасау
- Көмірсутектер кен орындарына арналған жобалардың технологиялық регламенттерін жасау
- Көмірсутектер кен орындарына арналған жобалардың жобалық құжаттарын жасау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат

"НефтеГазПроект" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

120008, Қазақстан Республикасы, Қызылорда облысы, Қызылорда Қ.Ә.,
Қызылорда қ., көшесі Желтоқсан, № 170 үй., БСН: 090840005749

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

Қызылорда обл., Қызылорда қ., Пушкин к-сі, 90 үй

(орналасқан жері)

Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) Алмауытов Сабит Базарбаевич

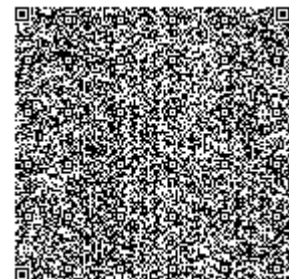
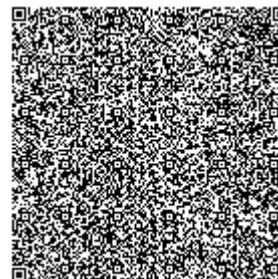
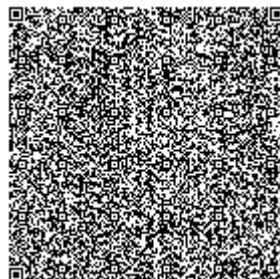
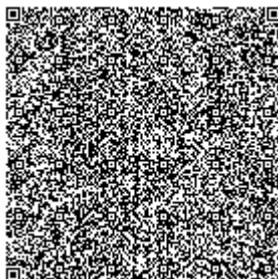
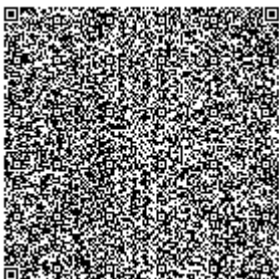
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

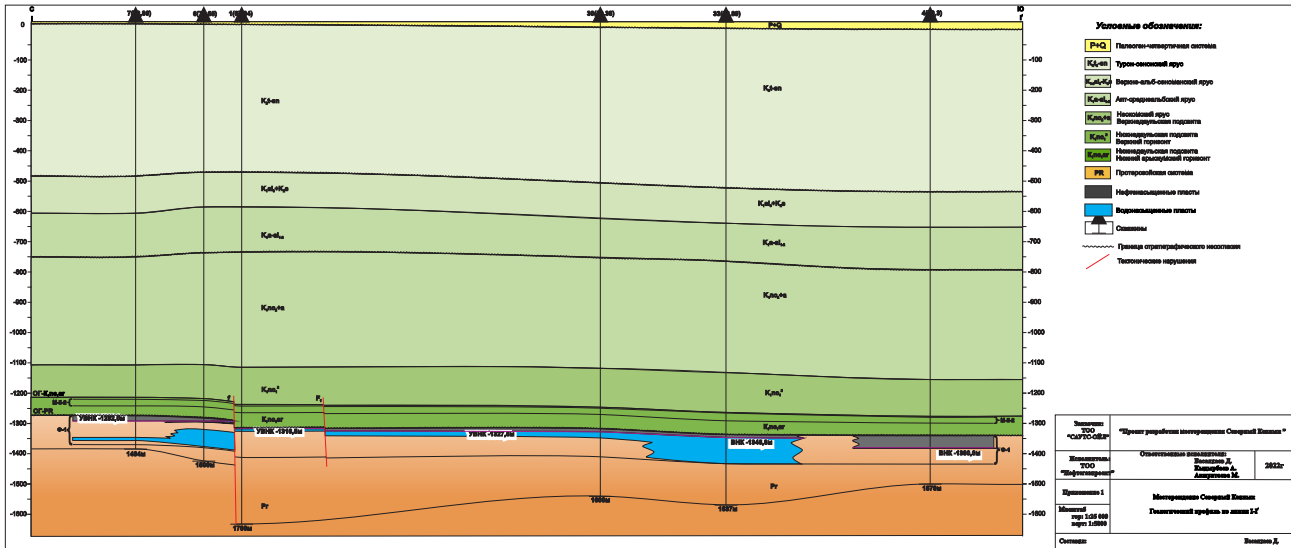
Қосымшаның нөмірі 001

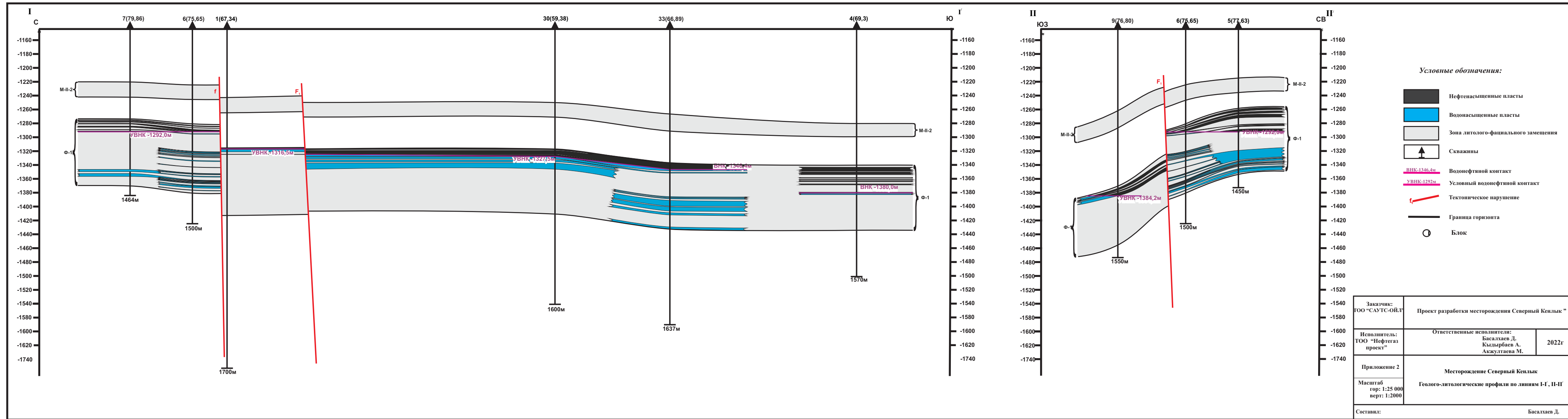
Қолданылу мерзімі

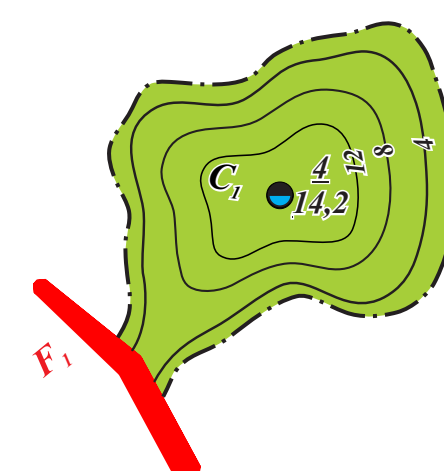
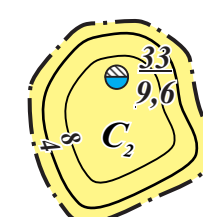
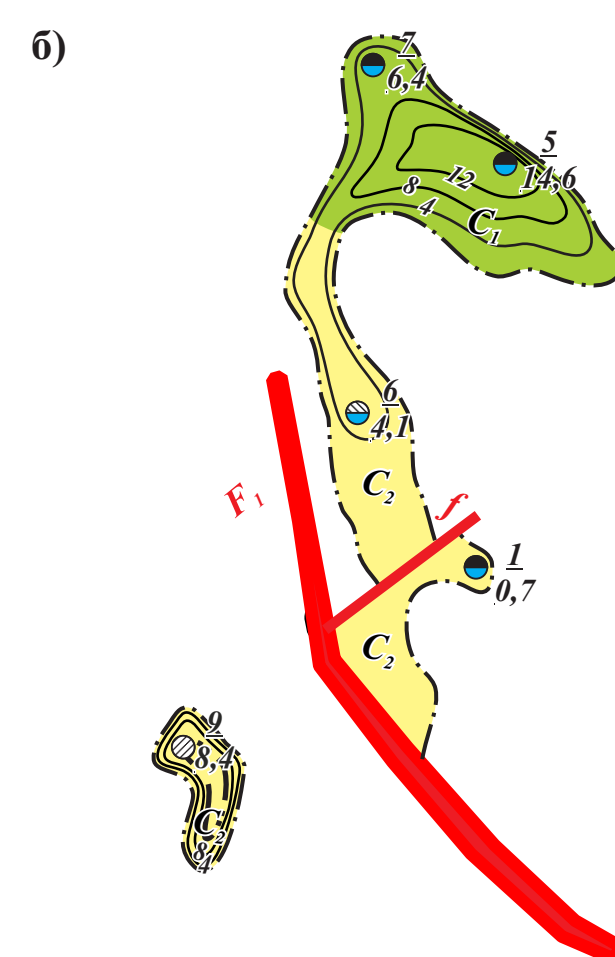
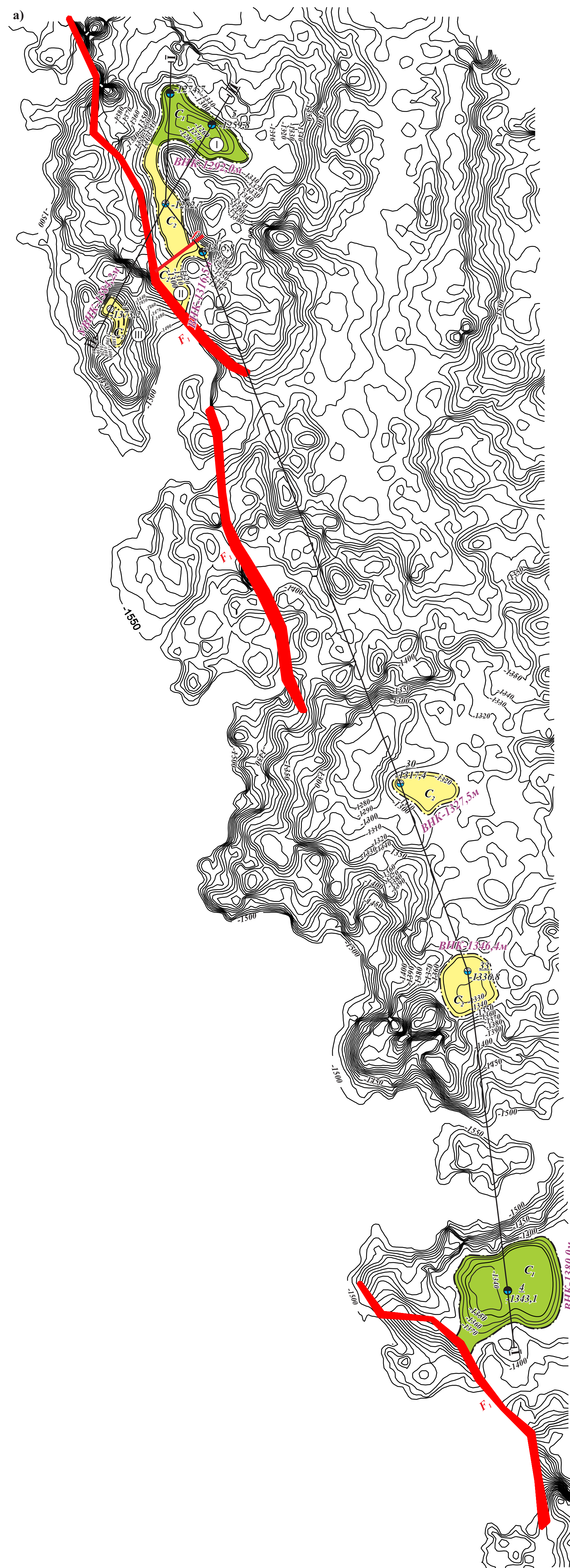
Қосымшаның берілген күні 18.12.2019

Берілген орны Нұр-Сұлтан қ.

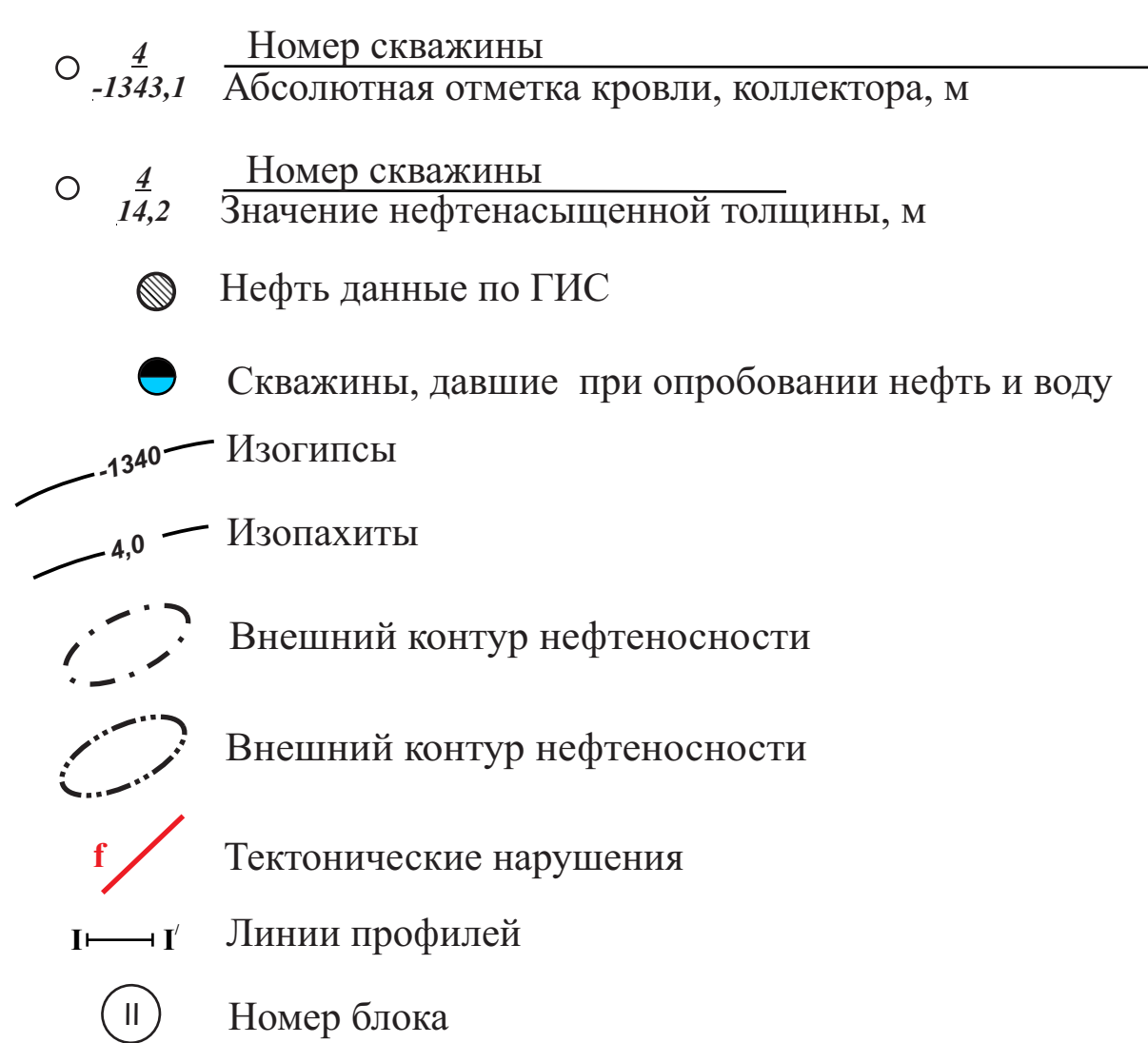
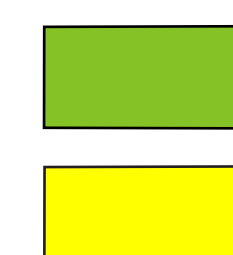






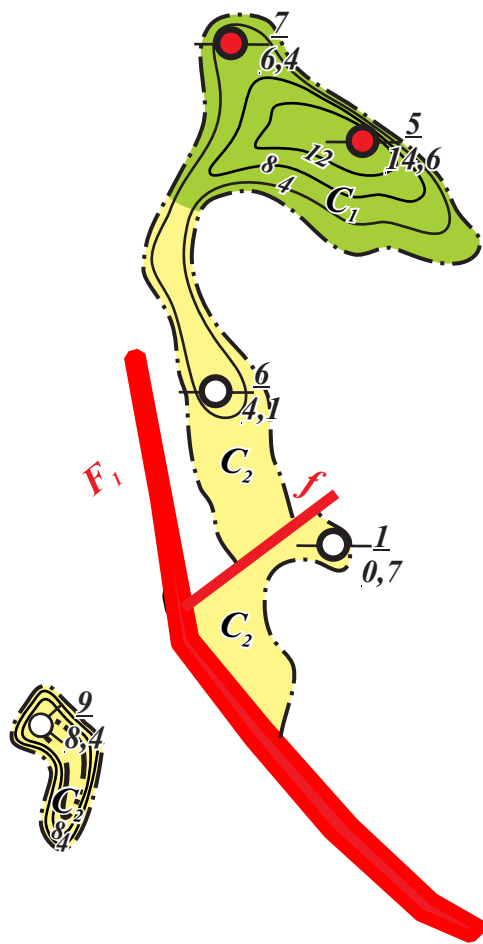


Условные обозначения

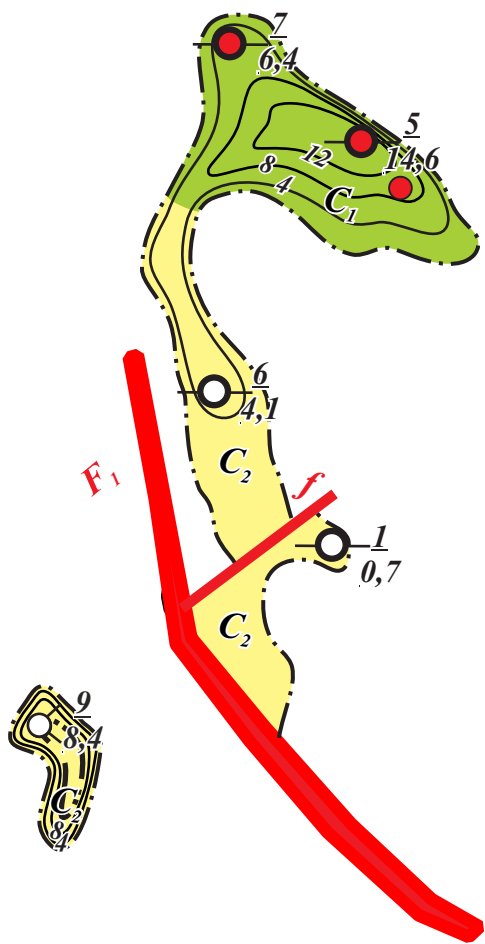


Заказчик: ТОО «САУТС-ОЙЛ»	Проект разработки месторождения Северный Кенлык		
Исполнитель: ТОО «Нефтегаз проект»	Ответственные исполнители: Басалаев Д. Кыдырбаев А. Акжолтаева М.		2022г
Приложение 4	Месторождение Северный Кенлык Горизонт Ф-1 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин		
Масштаб 1:25 000			
Составил:	Кыдырбаев А.		

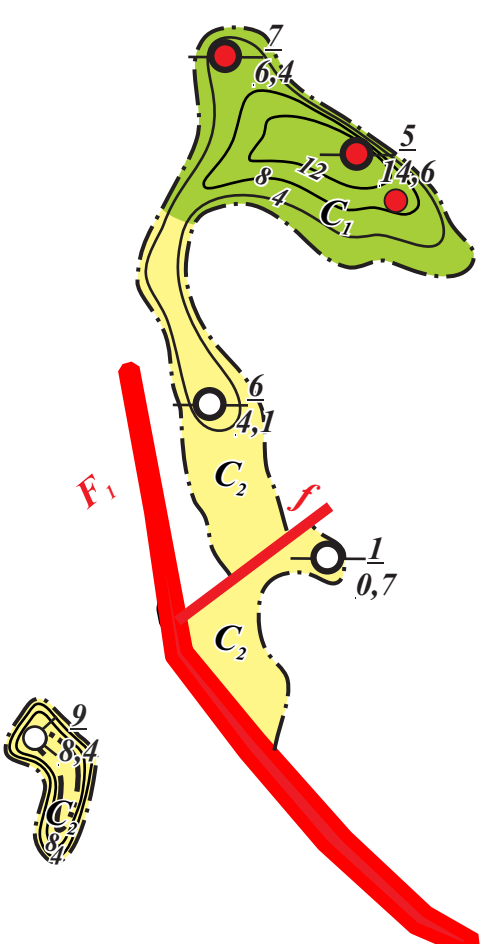
I вариант



II вариант

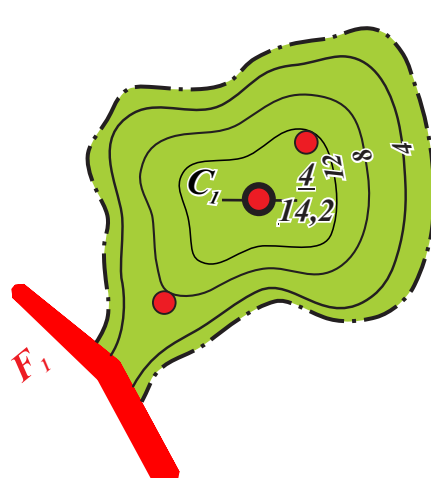
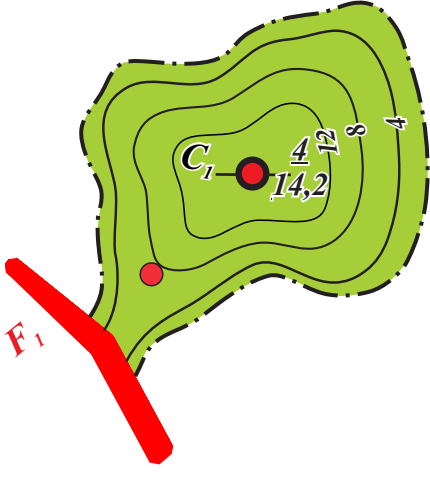
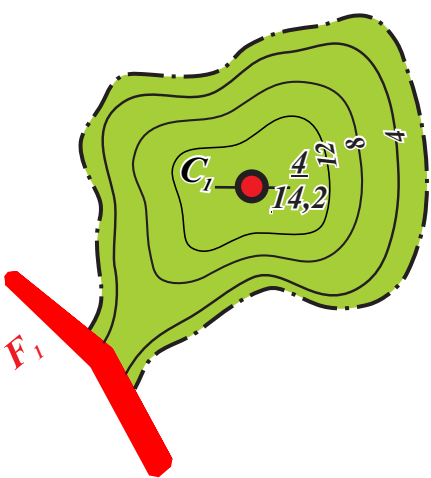
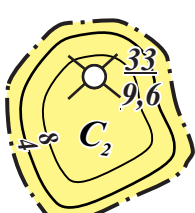
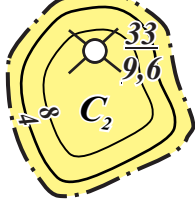
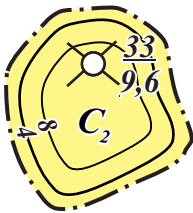
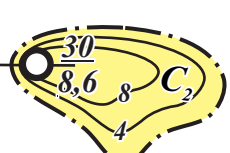
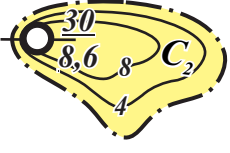
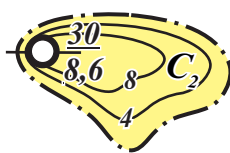


III вариант



Условные обозначения

- Категория C₁
- Категория C₂
- Номер скважины
Значение нефтенасыщенной толщины, м
- Скважина проектная добывающая
- Ликвидированный скважина
- Ввод из консервации
- В освоении
- В консервации
- Изопахиты
- Внешний контур нефтеносности
- Внутренний контур нефтеносности



Заказчик: ТОО "САУТС-ОЙЛ"	Проект разработки месторождения Северный Кенлык "	
Исполнитель: ТОО "Нефтегаз проект"	Ответственные исполнители: Басалхаев Д. Кыдырбаев А. Акжолтаева М.	2022г
Приложение 5	Месторождение Северный Кенлык	
Масштаб гор: 1:25 000	Схема расположения проектных и пробуренных скважин, I объект	
Составил:		Кыдырбаев А.