

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «САУТС-ОЙЛ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель правления
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»



Чжао Сяомин

2021 г.

УТВЕРЖДАЮ
Президент
ТОО «САУТС-ОЙЛ»



Сейтжанов С. С

2021 г.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ
по состоянию на 01.06.2021 г.

Договор № 2101007

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»



Курманов Б. К.

г. Актау, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Старший специалист службы разработки ответственный исполнитель

 Е. Т. Баспаев (введение, общие сведения, разделы 3, 4, 8, 9, 12)

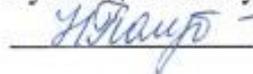
Заместитель генерального директора по науке

 А. Е. Малютина (общее руководство)

Руководитель службы разработки

 Н. Карайдарова (руководство за разделами 3, 4, 8, 9, 12)

Руководитель службы техника и технология добычи нефти и газа

 Н. С. Пагуба (руководство за разделами 6, 9, 12)

Главный специалист службы техника и технология добычи нефти и газа

 Г. О. Цой (п. 6, 9, 12)

Руководитель службы проектирования и строительства скважин

 Ю. М. Кулиев (п. 7)

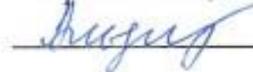
Специалист службы планирования и экономического анализа

 А. С. Мустафина (п. 3.5, 4.2, 5, 13)

Руководитель службы охраны окружающей среды

 Т. Г. Пушкинка (п. 12)

Старший специалист службы охраны окружающей среды

 Д. Р. Альдешева (п. 12)

Главный специалист службы петрофизики

 М. С. Овсенко (п. 2.1, 2.4, 9)

Старший специалист службы петрофизики

 Н. М. Сатханова (п. 4.4, 4.6, 7.1)

Главный специалист службы подсчета запасов

 Т. Ф. Тлеубаева (п. 2.1, 2.2, 2.5, 11)

Специалист отдела оформления

 М. И. Диортгесова

Специалист отдела оформления

 О. Н. Баталова

Приложение «В»
к трехстороннему договору № д.101007 к 11.01.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проекта разработки месторождения Бухарсай» и «Предварительной оценки воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к Проекту разработки месторождения Бухарсай»

Сведения о месторождении:

В административном отношении месторождение Бухарсай расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

В тектоническом отношении месторождение находится в Северо-Западной части Аксайской горст антиклинали.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.-д.станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км).

Месторождение Бухарсай по контрактной территории АО «ПКР» было открыто в 2013 году бурением скважины Бухарсай-2, при опробовании палеозойских отложений был получен приток нефти с водой.

На контрактной территории АО «ПКР» в 2008-2009 гг. компанией «BGP» проведена сейсморазведка 3Д в объеме 200 км².

В 2018 г. на оставшейся территории была проведена сейсморазведка 3Д в объеме 100 км².

На территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» геологоразведочные работы проводились в южном продолжении месторождения Бухарсай.

Контрактная территория ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Бухарсай была охвачена сейсморазведкой в 2011 году.

В 2018 году по результатам бурения разведочной скважины ЮЗК-61, был получен приток нефти из меловых отложений.

В результате проведенных работ были построены уточненные структурные карты по кровле ОГ – М-II (кровля коллекторов арыскупского горизонта) и по ОГ-PZ (кровля нижнего-среднего карбона).

Контрактная территория АО «ПКР» месторождения Бухарсай обустроена, проложены выкидные линии к добывающим скважинам, построена замерная установка, подъездные дороги к скважинам, нефтяной коллектор.

В 2018 году по контрактной территории АО «ПКР» месторождения Бухарсай был составлен первый «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай, по состоянию изученности на 01.11.2017г» и утвержден в ГКЗ РК, протокол за №1912-18-П от 19.03.2018г.

На основании утвержденного отчета ОПЗ по территории АО «ПКР» был выполнен «Проект пробной эксплуатации м/я Бухарсай» и утвержден комитетом геологии и недропользования МИР РК, письмо за №27-5-1044-и от 03.07.2018г.

На основании, которого на месторождении Бухарсай, по контрактной территории АО «ПКР» в период с августа 2018 года по июнь 2019 года была проведена пробная эксплуатация месторождения.

На территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» пробная эксплуатация не проводилась.

Всего на месторождении Бухарсай пробурены 13 скважин, в том числе 10 скважин (Бух-1, Бух-2, Бух-3, Бух-4, Бух-5, Бух-6, Бух-7, Бух-8, Бух-9, Бух-11) на территории АО «ПКР» и 3 скважины (ЮЗК-61, ЮЗК-63, ЮЗК-64) на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ»

На месторождении выделены горизонты: М-II – в коллекторах арыкумского горизонта нижнего неокома; PZ – палеозойские отложения во вторичных коллекторах ниже-среднего карбона.

На контрактной территории АО «ПКР» с целью изучения физико-химических свойств и состава нефти были отобраны глубинные пробы нефти из скважин №№3, 5, 7, 11 и поверхностные из скважин №№3, 5, 6, 7, 11. Компонентный состав газа определен по устьевым пробам газа из скважин №№5, 6, 7.

По контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» отобраны три поверхностные пробы со скважин ЮЗК №61, №63 и №64.

Из пробуренных на месторождении скважин керн отобран в скважине Бухарсай-3 с проходкой 8,5 м, Бухарсай-5 с проходкой 10,75 м и в скважинах ЮЗК №61, №63 и №64 с проходкой 17,85 м.

В 2019 году для двух недропользователей АО «ПКР» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» имеющие единую залежь нефти были посчитаны общие запасы и составлен второй «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай, по состоянию изученности на 01.07.2019г» и утвержден в ГКЗ РК, протокол за №2149-20-П от 21.01.2020г.

В 2020 году на основании Оперативного подсчета запасов составлен единый «Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай» для двух недропользователей со сроком реализации до 24.04.2021г.

По результатам бурения проектных скважин в рамках реализации ППЭ м/я Бухарсай будут получены новые данные о геологическом строении месторождения, уточнены контуры залежей нефти в отложениях нижнего неокома (М-II), проведены промысловые исследования скважин.

Запасы, вскрытых залежей по контрактным территориям АО «ПКР» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» будут уточнены и посчитаны в отчете «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Бухарсай».

Основание для выполнения услуг:

1. Подсчет запасов УВС по месторождению Бухарсай;
2. Договор о совместной разведке и добыче УВС на м/р Бухарсай.

Исходные данные для проектирования:

1. Результаты проведения Проекта пробной эксплуатации месторождения Бухарсай;
2. Материалы бурения, геофизических исследований, отчеты по анализу керна и физико-химических исследований, данные промысловых исследований скважин.

Содержание услуг:

Проектный документ должен быть выполнен согласно действующему законодательству РК, а именно «Кодексу о недрах и недропользовании», «Единым правил по рациональному и комплексному использованию недр» и требованиям «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» и т.д.

При составлении проектного документа необходимо предусмотреть следующее:

1. При выделении объектов разработки на месторождении по необходимости и наличия возможности продуктивные горизонты объединить в один объект разработки;
2. Рассмотреть расчеты не менее трех вариантов разработки месторождения;
3. Обосновать выбор способов и агентов воздействия на пласты, рассмотрев внутриконтурное, законтурное и приконтурное заводнения;
4. Рассчитать количество бурения скважин;
5. Обосновать динамику добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку запасов;
6. Рассчитать капитальные вложения и эксплуатационные расходы по статьям затрат;



7. Рекомендовать мероприятия по доразведке месторождения;
8. Произвести расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Результаты работ:

1. Выполнение «Проекта разработки месторождения Бухарсай»;
2. Выполнение «ПредОВОС к Проекту разработки месторождения Бухарсай»;
3. Согласование проекта разработки с Заказчиками;
4. Получение согласования проекта разработки в контролирующих органах РК;
5. Защита проекта в ЦКРР МЭ РК с последующим утверждением;
6. После защиты сдать проект разработки обоим Недропользователям по два экземпляра, на твердом бумажном переплете с графическими приложениями и электронном носителе (CD-диск).

Срок выполнения работ: согласно утвержденному календарному плану работ.

Акционерное Общество «ПетроКазakhstan Кумколь Ресорсиз»

Ф.И.О.: Чжао Сюэнь
Председатель Правления

Товарищество с Ограниченной Ответственностью «САУТС-ОЙЛ»

Ф.И.О.: Сейтжанов С.
Должность: Президент

Товарищество с Ограниченной Ответственностью «Проектный институт «ОПТИМУМ»

Ф.И.О.: Б.К. Курманов
Должность: Генеральный директор

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	18
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	22
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	25
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	25
2.1.2 Тектоника.....	28
2.1.3 Нефтеносность	30
2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ	32
2.2.1 <i>Характеристика коллекторов по керну и ГИС</i>	34
2.3 СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ.....	37
2.3.1 <i>Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях</i>	37
2.3.2 <i>Физико-химические свойства дегазированной нефти</i>	38
2.3.3 <i>Состав и свойства растворенного газа</i>	41
2.3.4 <i>Характеристика водоносных горизонтов</i>	43
2.4 ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	47
2.5 ЗАПАСЫ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА.....	52
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	55
3.1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ.....	55
3.2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	60
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.	61
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	72
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	72
3.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ	73
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	73
3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	74
3.4 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	75
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	75
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	76
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	83
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	83
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	86
3.5. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	88
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	93
4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	93
4.2 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	108
4.2.1. Капитальные затраты.....	112
4.2.2. Эксплуатационные затраты.....	116
4.2.3 Экономические показатели эффективности реализации проекта	121
4.2.4 Бюджетная эффективность проекта	126
4.3 АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР.....	131
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	132
5.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА.	132
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	138
6.1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	138
6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	140
6.3 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	146
6.4 РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	154
6.5 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА	156

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	159
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	160
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	160
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	162
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ.....	166
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	169
Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин.....	171
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	179
10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу.....	179
10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	179
10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	180
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	183
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	184
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	185
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	196
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	197

СПИСОК ТАБЛИЦ

ТАБЛИЦА 2.1.1 – ОБОСНОВАНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ	31
ТАБЛИЦА 2.2.1 – СТАТИСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ХАРАКТЕРИСТИК НЕОДНОРОДНОСТИ	33
ТАБЛИЦА 2.2.2 – ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ	34
ТАБЛИЦА 2.2.3 – РЯДЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРИЗОНТА М-II ПО СКВАЖИНАМ	36
ТАБЛИЦА 2.2.4– СТАТИСТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРИЗОНТОВ ПО КЕРНУ И ГИС	36
ТАБЛИЦА 2.3.1 – РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗОВ ГЛУБИННЫХ ПРОБ НЕФТИ	39
ТАБЛИЦА 2.3.2 – ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА В ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ	40
ТАБЛИЦА 2.3.3 – КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА	42
ТАБЛИЦА 2.3.4 – ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД	45
ТАБЛИЦА 2.3.5 – РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗОВ МИКРОКОМПОНЕНТОВ ВОДЫ	46
ТАБЛИЦА 2.4.1 - ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЕЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ	50
ТАБЛИЦА 2.4.2 РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНДЕКСА СМАЧИВАЕМОСТИ.....	52
ТАБЛ. 2.5.1 - СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г.	54
ТАБЛИЦА 3.1.1 – РЕЗУЛЬТАТЫ ЗАМЕРОВ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ГЛУБИННЫМ МАНОМЕТРОМ НА ТЕРРИТОРИИ АО «ПККР».....	56
ТАБЛИЦА 3.1.2 – РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	57
ТАБЛИЦА 3.1.3 – РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ТОО «САУТС ОЙЛ»	58
ТАБЛИЦА 3.1.4 – КОЛИЧЕСТВО ЗАМЕРОВ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД ПО ОБЪЕКТАМ.....	59
ТАБЛИЦА 3.1.5 – РЕЗУЛЬТАТЫ ГДИС И ПРЯМЫХ ЗАМЕРОВ.....	60
ТАБЛИЦА 3.2.1 – ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г.	61
ТАБЛИЦА 3.2.2 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ДЕБИТУ НЕФТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ПККР.	63
ТАБЛИЦА 3.2.3 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ДЕБИТУ ЖИДКОСТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ПККР.	63
ТАБЛИЦА 3.2.4 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ОБВОДНЕННОСТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ПККР.	63
ТАБЛИЦА 3.2.5 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ДЕБИТУ НЕФТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ САУТС ОЙЛ.	64
ТАБЛИЦА 3.2.6 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ДЕБИТУ ЖИДКОСТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ САУТС ОЙЛ.	64
ТАБЛИЦА 3.2.7 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ОБВОДНЕННОСТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ САУТС ОЙЛ.....	64
ТАБЛИЦА 3.2.8 – ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ.....	65
ТАБЛИЦА 3.2.9 – ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ. ТЕРРИТОРИЯ АО «ПККР».....	66
ТАБЛИЦА 3.2.10 – ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ. ТЕРРИТОРИЯ ТОО «САУТС ОЙЛ».....	68
ТАБЛИЦА 3.2.11 – СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ	69
ТАБЛИЦА 3.2.12 – СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	70
ТАБЛИЦА 3.2.13 – СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	72
ТАБЛИЦА 3.2.14 – СВЕДЕНИЯ О ВЫРАБОТАННОСТИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.06.2021 Г.....	72
ТАБЛИЦА 3.4.1 – ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПО ЗАЛЕЖАМ.....	76
ТАБЛИЦА 3.4.2 – ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ. ТЕРРИТОРИЯ АО «ПККР»	78
ТАБЛИЦА 3.4.3 – ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ. ТЕРРИТОРИЯ ТОО «САУТС ОЙЛ».....	79
ТАБЛИЦА 3.4.4 – ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ И ДИАПАЗОНЫ ИЗМЕНЕНИЙ ПРОЕКТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ОТНОСИМЫХ К КОНТРАКТНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬСТВАМ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО «ПККР»	82
ТАБЛИЦА 3.4.5 – ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ И ДИАПАЗОНЫ ИЗМЕНЕНИЙ ПРОЕКТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ОТНОСИМЫХ К КОНТРАКТНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬСТВАМ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ТОО «САУТС ОЙЛ»	82

ТАБЛИЦА 3.5.1 - ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НОРМАТИВЫ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ»	89
ТАБЛИЦА 3.5.2 - ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НОРМАТИВЫ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ».....	90
ТАБЛИЦА 3.5.3 – НОРМАТИВЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ И ФИСКАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ»	91
ТАБЛИЦА 3.5.4 – НОРМАТИВЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ И ФИСКАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ».....	92
ТАБЛИЦА 4.1 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ БУХАРСАЙ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ.	94
ТАБЛИЦА 4.2 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ БУХАРСАЙ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ.	95
ТАБЛИЦА 4.3 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ I. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ.....	96
ТАБЛИЦА 4.4 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ I. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ.	97
ТАБЛИЦА 4.5 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ II. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ.....	98
ТАБЛИЦА 4.6 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ II. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ.	98
ТАБЛИЦА 4.7 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ III. ВОЗВРАТНЫЙ. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ.	99
ТАБЛИЦА 4.8 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. ВОЗВРАТНЫЙ. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ III. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ.	99
ТАБЛИЦА 4.9 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	100
ТАБЛИЦА 4.10 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	101
ТАБЛИЦА 4.11 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ I. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	102
ТАБЛИЦА 4.12 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ I. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	103
ТАБЛИЦА 4.13 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ II. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	104
ТАБЛИЦА 4.14 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ II. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	104
ТАБЛИЦА 4.15 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ III. ВОЗВРАТНЫЙ. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	105
ТАБЛИЦА 4.16 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. ВОЗВРАТНЫЙ. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. ОБЪЕКТ III. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. В ЦЕЛОМ ПО ВСЕМУ ОБЪЕКТУ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО "ПККР"	105
ТАБЛИЦА 4.17 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ТОО "САУТС ОЙЛ"	106
ТАБЛИЦА 4.18 - ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. МЕСТРОЖДЕНИЕ БУХАРСАЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ТОО "САУТС ОЙЛ"	107
ТАБЛИЦА 4.2.1 – РАСЧЕТ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ, ТЫС.ТЕНГЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ»	110
ТАБЛИЦА 4.2.2 – РАСЧЕТ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ, ТЫС.ТЕНГЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ».	110

ТАБЛИЦА 4.2.1.1 - КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ РЕКОМЕНДУЕМЫЙ 2 ВАРИАНТ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС.ТЕНГЕ	114
ТАБЛИЦА 4.2.1.1 - КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ РЕКОМЕНДУЕМЫЙ 2 ВАРИАНТ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС.ТЕНГЕ	115
ТАБЛИЦА 4.2.2.1 - РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	117
ТАБЛИЦА 4.2.2.2 - РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	118
ТАБЛИЦА 4.2.2.3 - ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЕМЫЕ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	119
ТАБЛИЦА 4.2.2.4 - ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЕМЫЕ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	120
ТАБЛИЦА 4.2.3.1 - РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС.ТЕНГЕ	122
ТАБЛИЦА 4.2.3.2 - РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС.ТЕНГЕ.....	123
ТАБЛИЦА.4.2.3.3 - РАСЧЕТ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	124
ТАБЛИЦА.4.2.3.4 - РАСЧЕТ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	125
ТАБЛИЦА 4.2.4.1 - РАСЧЕТ НАЛОГООБЛАГАЕМОГО ДОХОДА В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС.ТЕНГЕ.....	127
ТАБЛИЦА 4.2.4.2 - РАСЧЕТ НАЛОГООБЛАГАЕМОГО ДОХОДА В РЕКОМЕНДУЕМОМ 2 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС.ТЕНГЕ.....	128
ТАБЛИЦА 4.2.4.3 - РАСЧЕТ БЮДЖЕТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОМЕНДУЕМОГО 2 ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	129
ТАБЛИЦА 4.2.4.4 - РАСЧЕТ БЮДЖЕТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОМЕНДУЕМОГО 2 ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	130
ТАБЛИЦА 4.3.1– СОПОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НЕДР ПО ВАРИАНТАМ. КОТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО «ПКР»	131
ТАБЛИЦА 4.3.2– СОПОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НЕДР ПО ВАРИАНТАМ. КОТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ТОО «САУТС ОЙЛ»	131
ТАБЛИЦА 5.1.1 - ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОСНОВНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ»	136
ТАБЛИЦА 5.1.1 - ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОСНОВНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ».	137
ТАБЛИЦА 6.1.1 – ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	140
ТАБЛИЦА 6.2.1 – РЕЗУЛЬТАТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН.	143
ТАБЛИЦА 6.4.1 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ	154
ТАБЛИЦА 6.4.2 – ПРОГНОЗНЫЙ БАЛАНС ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ НА 2022 – 2024ГГ.	154
ТАБЛИЦА 6.4.4 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ	155
ТАБЛИЦА 6.4.5 – ПРОГНОЗНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.....	155
ТАБЛИЦА 6.4.6 – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОВ НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО ПЕРИОДА	155
ТАБЛИЦА 7.1.1 - ФАКТИЧЕСКИЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН.....	160
ТАБЛИЦА 7.1.2 - КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН	160
ТАБЛИЦА 7.1.3 - ПРОЕКТНАЯ КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	162
ТАБЛИЦА 8.1 – ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ АО «ПКР».....	167
ТАБЛИЦА 8.2 – ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ. ВАРИАНТ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ. КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ ТОО «САУТС ОЙЛ»	168
ТАБЛИЦА 9.1 – КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ	177
ТАБЛИЦА 13.1 - РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ	187
ТАБЛИЦА 13.2 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ДЕМОНТАЖ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ НА М/Р БУХАРСАЙ	189
ТАБЛИЦА 13.3 - РАСЧЕТ УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД	190

ТАБЛИЦА 13.4 - РАСЧЕТ СУММЫ ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД РЕКОМЕНДУЕМОГО 2 ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ ДЛЯ АО «ПКР»	191
ТАБЛИЦА 13.5 - РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ	192
ТАБЛИЦА 13.6 - РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ПРИ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТАХ И РАЗМЕЩЕНИЕ ОТХОДОВ.....	194
ТАБЛИЦА 13.7 - РАСЧЕТ УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД	194
ТАБЛИЦА 13.8 - РАСЧЕТ СУММЫ ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ»	195

СПИСОК РИСУНКОВ

РИСУНОК 1.1 - ОБЗОРНАЯ КАРТА	24
РИСУНОК 2.1 – ОТРАЖАЮЩАЯ ПОВЕРХНОСТЬ PZ 2020 Г.....	29
РИСУНОК 2.4.1- СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ С ПОРИСТОСТЬЮ, ОПРЕДЕЛЁННЫМ НА КЕРНЕ СКВАЖИН 3, 5 И 61 ДЛЯ ГОРИЗОНТА М-II.....	47
РИСУНОК 2.4.2 - СВЯЗЬ ПАРАМЕТРА ПОРИСТОСТИ С ПОРИСТОСТЬЮ И ПАРАМЕТРА НАСЫЩЕНИЯ С КОЭФФИЦИЕНТОМ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ. (СКВ.3, 5).....	48
РИСУНОК 2.4.3 - КРИВЫЕ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТА М-II.....	49
РИСУНОК 2.4.4-СВЯЗЬ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ С ПОРИСТОСТЬЮ (А) И ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ (Б).	50
РИСУНОК 2.4.5- ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕФТИ И ВОДЫ. ШИФР КРИВЫХ– НОМЕР МОДЕЛИ	51
РИСУНОК 3.2.1 – ГРАФИК БУРЕНИЯ ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН.	62
РИСУНОК 3.2.2 – ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ.....	65
РИСУНОК 3.2.3 – ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ.....	67
РИСУНОК 3.2.4 – ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ.....	68
РИСУНОК 5.1.1 - СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ВАРИАНТАМ ЗА ПРОЕКТНЫЙ РЕНТАБЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД.....	133
РИСУНОК 5.1.2 - СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ВАРИАНТАМ ЗА ПРОЕКТНЫЙ РЕНТАБЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД.....	134
РИСУНОК 6.1 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СБОРА ЖИДКОСТИ НА ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКЕ «СПУТНИК-1» МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ ТЕРРИТОРИЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ».....	149
РИСУНОК 6.2 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ ЖИДКОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ ТЕРРИТОРИЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ».....	150
РИСУНОК 6.3 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА НА ЗУ-4 МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ НА ТЕРРИТОРИИ ТОО «САУТС-ОЙЛ».....	153
РИСУНОК 6.5.1 - ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ППД МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ.....	157

ПРИЛОЖЕНИЕ 26. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	235
ПРИЛОЖЕНИЕ 27. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В 1 ВАРИАНТЕ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	236
ПРИЛОЖЕНИЕ 28. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В 1 ВАРИАНТЕ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	237
ПРИЛОЖЕНИЕ 29. РАСЧЕТ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	238
ПРИЛОЖЕНИЕ 30. РАСЧЕТ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	239
ПРИЛОЖЕНИЕ 31. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЕМЫЕ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС ТЕНГЕ	240
ПРИЛОЖЕНИЕ 32. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЕМЫЕ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	241
ПРИЛОЖЕНИЕ 33. РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	242
ПРИЛОЖЕНИЕ 34. РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС ТЕНГЕ	243
ПРИЛОЖЕНИЕ 35. РАСЧЕТ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	244
ПРИЛОЖЕНИЕ 36. РАСЧЕТ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ, ТЫС. ТЕНГЕ	245
ПРИЛОЖЕНИЕ 37. РАСЧЕТ НАЛОГООБЛАГАЕМОГО ДОХОДА В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС ТЕНГЕ	246
ПРИЛОЖЕНИЕ 38. РАСЧЕТ НАЛОГООБЛАГАЕМОГО ДОХОДА В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС ТЕНГЕ	247
ПРИЛОЖЕНИЕ 39. РАСЧЕТ БЮДЖЕТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС ТЕНГЕ	248
ПРИЛОЖЕНИЕ 40. РАСЧЕТ БЮДЖЕТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В 1 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС ТЕНГЕ	249
ПРИЛОЖЕНИЕ 41. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЕ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС ТЕНГЕ	250
ПРИЛОЖЕНИЕ 42. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЕ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС ТЕНГЕ	251
ПРИЛОЖЕНИЕ 43. РАСЧЕТ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	252
ПРИЛОЖЕНИЕ 44. РАСЧЕТ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС ТЕНГЕ	253
ПРИЛОЖЕНИЕ 45. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	254
ПРИЛОЖЕНИЕ 46. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	255
ПРИЛОЖЕНИЕ 47. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	256
ПРИЛОЖЕНИЕ 48. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ВКЛЮЧАЕМЫ В РАСХОДЫ ПЕРИОДА В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	257
ПРИЛОЖЕНИЕ 49. РАСЧЕТ БЮДЖЕТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ 3 ВАРИАНТА ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	258
ПРИЛОЖЕНИЕ 50. РАСЧЕТ БЮДЖЕТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ 3 ВАРИАНТА ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	259
ПРИЛОЖЕНИЕ 51. РАСЧЕТ НАЛОГООБЛАГАЕМОГО ДОХОДА В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	260
ПРИЛОЖЕНИЕ 52. РАСЧЕТ НАЛОГООБЛАГАЕМОГО ДОХОДА В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	261
ПРИЛОЖЕНИЕ 53. РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	262
ПРИЛОЖЕНИЕ 54. РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ	263
ПРИЛОЖЕНИЕ 55. РАСЧЕТ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ	264

ПРИЛОЖЕНИЕ 56. РАСЧЕТ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ В 3 ВАРИАНТЕ ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	265
ПРИЛОЖЕНИЕ 57. РАСЧЕТ УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 1 ВАРИАНТА ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	266
ПРИЛОЖЕНИЕ 58. РАСЧЕТ СУММЫ ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 1 ВАРИАНТА ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	266
ПРИЛОЖЕНИЕ 59. РАСЧЕТ УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 1 ВАРИАНТА ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	266
ПРИЛОЖЕНИЕ 60. РАСЧЕТ СУММЫ ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 1 ВАРИАНТА ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	267
ПРИЛОЖЕНИЕ 61. РАСЧЕТ УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 3 ВАРИАНТА ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	267
ПРИЛОЖЕНИЕ 62. РАСЧЕТ СУММЫ ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 3 ВАРИАНТА ДЛЯ АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРИЗ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	268
ПРИЛОЖЕНИЕ 63. РАСЧЕТ УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 3 ВАРИАНТА ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	268
ПРИЛОЖЕНИЕ 64. РАСЧЕТ СУММЫ ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД 3 ВАРИАНТА ДЛЯ ТОО «САУТС-ОЙЛ», ТЫС. ТЕНГЕ.....	269

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ приложения	№ листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Бухарсай. Структурная карта по PZ отражающей поверхности	1	1	1:25 000	Не секретно
2	Бухарсай. Структурная карта по Арыкумской (K _{1nc1ar}) отражающей поверхности	2	1	1:25 000	Не секретно
3	Бухарсай. Структурная карта по K _{1nc1} отражающей поверхности	3	1	1:25 000	Не секретно
4	Бухарсай. Геологический профиль по линии I-I	4	1	гор. 1:10 000 верт. 1:2 000	Не секретно
5	Бухарсай. Геологический профиль по линии II-II	5	1	гор. 1:10 000 верт. 1:2 000	Не секретно
6	Бухарсай. Геолого-литологический профиль по линии I-I	6	1	гор. 1:10 000 верт. 1:500	Не секретно
7	Бухарсай. Горизонт M-0. Подсчетный план. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	7	1	1:25 000	Не секретно
8	Бухарсай. Горизонт M-2. Подсчетный план. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:25 000	Не секретно
9	Бухарсай. Горизонт PZ. Подсчетный план. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Структурная карта по подошве коллектора; в) Карта эффект. нефтенасыщенных толщин	9	1	1:25 000	Не секретно
10	Бухарсай. Карта текущих и накопленных отборов. I объект.	10	1	1:25 000	Не секретно
11	Бухарсай. Карта изобар. I объект.	11	1	1:25 000	Не секретно
12	Бухарсай. Карта расположение проектных и пробуренных скважин. II объект. Вариант 1, 2, 3	12	1	1:25 000	Не секретно
13	Бухарсай. Карта расположение проектных и пробуренных скважин. III объект. Вариант 1, 2, 3	13	1	1:25 000	Не секретно
14	Бухарсай. Карта расположение проектных и пробуренных скважин. I объект. Вариант 1	14	1	1:25 000	Не секретно
15	Бухарсай. Карта расположение проектных и пробуренных скважин. I объект. Вариант 2	15	1	1:25 000	Не секретно
16	Бухарсай. Карта расположение проектных и пробуренных скважин. I объект. Вариант 3	16	1	1:25 000	Не секретно
17	Бухарсай. Карта фонда	17	1	1:25 000	Не секретно

Всего: 17 графических приложений на 9 листах, все приложения не секретны.

Баспаев Е. Т., Карайдарова А.Н., Малютина А. Е., Тлеубаева Т.Ф.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ

(Карагандинская область, Республика Казахстан)

Договор № 2101007

состоит из одной книги и папки с графическими приложениями.

Книга – текст отчета содержит 240 страниц, из них 104 таблиц, 12 рисунков, 60 табличных приложений.

Папка – графические приложения содержат 17 графических приложений, все приложения не секретны.

РЕФЕРАТ

Объект исследования – месторождение Бухарсай.

Цель работы – проектирование и обоснование рациональной, экономически обоснованной системы разработки и добычи нефти на месторождения Бухарсай после Пересчета запасов.

В проекте проведен анализ текущего состояния разработки месторождения Бухарсай, результаты бурения новых скважин, сопоставление проектных и фактических показателей разработки, дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки, техники и технологии добычи нефти, охраны недр и окружающей среды, даны рекомендации по доразведке залежей.

На основе проведенного технико-экономического анализа выбран наиболее рациональный и экономически рентабельный вариант разработки 2, который в настоящее время и рекомендуется к реализации.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА, ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ, ЗАКАЧКА ВОДЫ, ОБВОДНЕННОСТЬ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ФАКТИЧЕСКИЕ И ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ», г. Актау, 3 микрорайон, здание №23.

Составитель реферата



Баспаев Е.Т.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Бухарсай расположенное в Карагандинской области Республики Казахстан открыто в 2013 году скважиной 2, где при опробовании палеозойских отложений был получен приток нефти с водой.

Недропользователями месторождения являются:

АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР) согласно контракту №1928 от 27.12.2005 г. на разведку углеводородного сырья на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Карагандинской области Республики Казахстан.

ТОО «Саутс-Ойл» за №662 от 24.04.2001 г. на разведку УВС в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F(частично) в Карагандинской и Кызылординской областях Республики Казахстан.

Начиная с 1982 года, проводились региональные и детальные поисковые сейсмические исследования МОГТ, результаты которых явились основанием для проведения буровых работ на отдельных участках территории.

В 1983-1987 гг. Турланской ГФЭ проведены сейсморазведочные работы методом МОГТ с редкой сетью широтных профилей 120 кратного с расстоянием между ними 1,5 км и меридиональных с расстоянием между ними 3 км. Были выявлены структуры Кокбулак, Бестобе, Карабулак, Бухарсай и др.

На контрактной территории АО «ПККР» в 2008-2009 гг. компанией «BGP» проведена сейсморазведка 3Д в объеме 500 км². По основным отражающим горизонтам ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-II^{ар} построены структурные карты. В результате было детализировано геологическое строение открытых месторождений Карабулак, Западный Карабулак и ранее выявленных структур на площади Кокбулак и Бухарсай.

В 2010 году пробурена скважина Бестобе-1 (Б-1) согласно «Проекта поисковых работ на территории по контракту №1928 на разведку УВС до 27.12.2011 г.» (протокол Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК №121 от 14.04.2011 г.).

По территории АО «ПККР» период разведки продлевался 4 раза.

В 2011 году согласно Дополнению №2 (рег. № 3722-УВС от 11.08.2011 г.) к контракту № 1928 продлен на 2 года до 27.12.2013 г.

В 2012 году утверждено «Дополнение к проекту поисковых работ на Контрактной территории №1928 на разведку УВС на период продления 2012-2013 гг.», согласно которому на структуре Бухарсай пробурена скважина 1.

Дополнением № 5 (рег. № 3952-УВС от 12.10.2013 г.) к контракту №1928 период разведки продлен на 2 года до 27.12.2015 г.

В 2013 году на основании «Дополнения к проекту поисковых работ на период продления срока разведки УВС на 2014-2015 гг. на территории Контракта №1928 АО «ПККР» была пробурена скважина 2. По результатам бурения скважины 2 при опробовании палеозойских отложений был получен не промышленный приток нефти с водой.

В 2017 году на ранее не охваченных территориях были проведены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 100 км².

Дополнением № 6 (рег. №4210-УВС от 12.11.2015 г.) к контракту № 1928 период разведки продлен на 3 года до 27.12.2018 г.

В сентябре 2017 года по «Проекту оценочных работ месторождения Северный Карабулак на Контрактной территории №1928 на период 2016-2018 гг.» пробурена скважина 3, которая открыла залежь М-II.

В 2018 году в ГКЗ РК утвержден отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай» по состоянию изученности на 01.11.2017 г.» (Протокол ГКЗ РК № 1912-18-П от 19.03.2018 г.).

Оперативная оценка запасов нефти неокомской залежи по категории С₁ контрактной территории АО «ПККР» была произведена по результатам бурения одной скважины Бухарсай-3, где при опробовании продуктивного горизонта нижнего мела (М-II) получены притоки нефти.

Запасы нефти геологические/извлекаемые были оценены по категориям С₁ и С₂ в количестве: С₁ – 479,3/158,2 тыс.т, С₂ – 822,1/249,9 тыс.т.

В 2018 году на основании Оперативного подсчета запасов составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо исх. № 27-5-1044-И от 03.07.2018 г.).

Дополнением № 8 (рег. № 4635-УВС-МЭ от 06.08.2018 г.) к контракту № 1928 период разведки продлен для оценки месторождения Бухарсай на 3 года до 27.12.2021 г.

Согласно «Проекта пробной эксплуатации...» пробурены опережающие добывающие скважины 6, 7, 11 и разведочные скважины 8 и 9.

На контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» в 2008-2011 гг. проведены сейсмические исследования по методике 3Д. В 2015 г. ТОО «AstNedra» составлен «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на Контрактной территории №662 ТОО «Саутс-Ойл».

С целью завершения оценочных работ на выявленных коммерческих обнаружениях Контрактной территории, ТОО «Саутс-Ойл» получил от компетентного органа

разрешение на продление срока действия Контракта на 4 (четыре) года до 24.04.2021 г. (протокол МЭ РК №21 от 14.12.2016 г.).

В 2017 году утверждено «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на Контрактной территории №662 ТОО «Саутс Ойл» в пределах блоков XXXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F (частично), расположенных в Карагандинской и Кызылординской областях РК» Комитетом Геологии и недропользования МИИР РК (протокол №83/8 от 31.03.2017 г.).

В 2018 году на основании «Дополнения «№1 ...» на площади Северный Калжан по территории ТОО «Саутс-Ойл» были пробурены оценочные (ЮЗК -61, ЮЗК-63 и ЮЗК-64) скважины.

По результатам опробования скважины ЮЗК-61 был получен промышленный приток нефти, что подтвердило продуктивность горизонта М-II на площади Северный Калжан по территории ТОО «Саутс-Ойл».

По результатам бурения разведочных скважин подтвердилось продуктивность единого горизонта нижнего неокома по контрактным территориям АО «ПККР» месторождения Бухарсай и ТОО «Саутс-Ойл» по площади Северный Калжан.

С целью оперативной оценки запасов с увеличением площади нефтеносности для двух недропользователей был составлен в 2019 году второй «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бухарсай по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» подготовлен ТОО «НПЦ Туран Гео» согласно контракту №1810071 от 23.10.2018 г с АО «ПККР» и № 143 от 30.06.2019 г с ТОО «Саутс-Ойл» и утвержден в ГКЗ РК (Протокол № 2149-20-П от 21.01.2020 г.). Согласно решения ГКЗ было утверждено единое название месторождения Бухарсай для обоих недропользователей.

В 2020 году по состоянию на 01.01.2020 г. был составлен Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай согласно договору №1911107 (Протокол Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений УВ РК протокол №4/14 от 24.09.2020 г.).

Срок действия Проекта пробной эксплуатации согласно контракту №1928 от 27.12.2005 г. для АО «ПККР» и по контракту №662 от 24.04.2001 г. для ТОО «Саутс Ойл» до 24.04.2021 г.

Согласно проекту пробной эксплуатации пробурено 7 опережающе-добывающие скважин, из них 4 скважины (21, 22, 23, 24) в пределах территории АО «ПККР» и 3 скважины (65, 66, 67) в пределах территории ТОО «Саутс-Ойл». На территории АО «ПККР» пробурена 1 разведочная скважина №12.

В 2021 г. выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай» по состоянию на 02.01.2021 г. сотрудниками ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» по договору № 2101008 от 11.01.2021 г. с компаниями АО «ПККР» и ТОО «Саутс-Ойл».

В ГКЗ РК (протокол №2329-21-У от 30.06.2021) приняты на баланс запасы нефти и растворенного газа в следующих количествах и по категориям:

В целом по месторождению:

нефть:

C₁ – геологические 3108, в том числе извлекаемые – 1175 тыс.т;

C₂ – геологические 224, в том числе извлекаемые – 43 тыс.т;

растворенный газ:

C₁ – 92 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые 29,5 млн.м³;

C₂ – 5,0 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые 1,0 млн.м³;

В пределах контрактной территории АО «ПККР»:

нефть:

C₁ – геологические 1944, в том числе извлекаемые – 709 тыс.т;

C₂ – геологические 224, в том числе извлекаемые – 43 тыс.т;

растворенный газ:

C₁ – 64 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые 18,3 млн.м³;

C₂ – 5,0 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые 1,0 млн.м³;

В пределах контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл»:

нефть:

C₁ – геологические 1164, в том числе извлекаемые – 466 тыс.т;

растворенный газ:

C₁ – 28,0 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые 11,2 млн.м³;

Основанием для выполнения настоящего проекта разработки является подсчет запасов нефти и окончание периода разведки месторождения Бухарсай.

Целью Проекта является внедрение плана разработки, который обеспечит максимальную технологическую и экономическую эффективность месторождения Бухарсай.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Бухарсай расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.-д. станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит в 110 км к юго-востоку от месторождения Бухарсай.

К югу от месторождения Бухарсай находится нефтегазовое месторождение Арыскуп, куда транспортируется на подготовку скважинная продукция месторождения по контактной территории АО «ПККР». Далее нефть поступает на ЦППН нефтепромысла Кумколь, где доводится до норм товарной продукции, от которого транспортируется по нефтепроводу Кумколь-Каракойын до магистрального нефтепровода Павлодар-Атасу-Шымкент.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен для АО «ПККР» по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь-Атасу-Алашанькоу.

Поверхность района работ представляет собой равнину с отметками рельефа 95-130 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный. Зима суровая, малоснежная, морозы достигают в январе-феврале минус 35-40°С. Лето засушливое, жаркое, дуют частые ветры, максимальная температура воздуха в июне-июле достигает 40°С. Годовое количество осадков обычно не превышает 150 мм. Ветра преимущественно в зимнее время северные и северо-восточные с метелями и буранами, в летнее время – западные и юго-западные.

Гидрографическая сеть развита слабо. Источников пресной воды не имеется. Ближайшая река Белеуты, пересыхающая в летний период, протекает вдоль южных отрогов Улутау. Источником водоснабжения являются верхнемеловые пластовые воды из артезианских скважин. Обеспечение буровых установок технической водой осуществляется из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией до 4 г/л.

В связи с завершением строительства воздушных линий электропередач (ЛЭП) с ГТУ Кумколь в настоящее время скважины м/р Бухарсай подключены к линиям электропередач.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Связь на месторождении осуществляется по рации и радиотелефону. Обслуживающий персонал нефтепромыслов доставляется вахтовым методом.

Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляются грейдерными и грунтовыми дорогами.

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром.

По характеру сейсмичности район месторождения относится к асейсмичным территориям.

На рисунке 1.1 представлена обзорная карта близлежащих месторождений нефти и газа.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

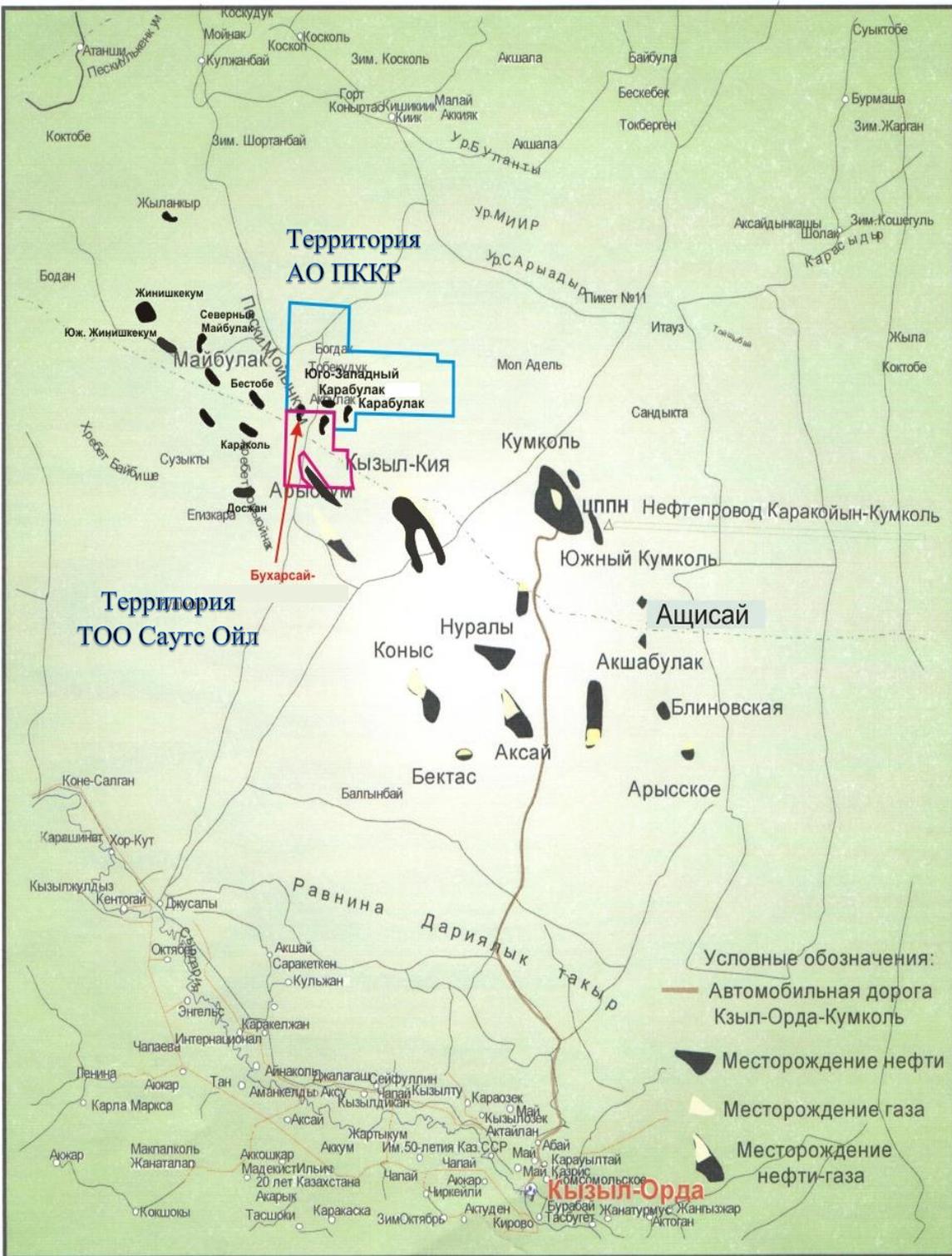


Рисунок 1.1 - Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

Поисково-разведочное бурение на площади Бухарсай начато в 2010-2012 гг. Нефтеносность месторождения Бухарсай установлена в 2013 году поисковой скважиной 2, где при опробовании получен приток нефти с водой из палеозойских отложений. Месторождение разрабатывается двумя недропользователями: в северной части компанией АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», в южной части – ТОО «Саутс Ойл».

Нефтеносность месторождения приурочена к отложениям нижнего неокома (М-0, М-II) и палеозоя (PZ).

По результатам интерпретации/переинтерпретации сейсмички 3Д и бурения 21 скважины в пределах продуктивности по состоянию на 02.01.2021 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай Карагандинской области РК». Согласно проектному документу дополнительно на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», пробурены 2 скважины: 10 – на Юго-Западном поднятии, 24 – на Южном поднятии.

В настоящее время месторождение находится в простое.

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Бухарсай пробуренными скважинами вскрыты отложения каменноугольной (нижне-средний карбон), юрской (J₃), меловой (K₁, K₂), палеогеновой (P) и четвертичных систем (Q). Максимальная вскрытая глубина 1822 м в скважине 12.

Палеозойская группа (PZ). Нерасчлененные нижний-средний отделы каменноугольной системы (C₁-C₂). В пробуренных скважинах разрез представлен известняками темно-серыми, светло-серыми, массивными, комковатыми, в различной степени органогенными с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные, нефтенасыщенные. Вскрытая толщина изменяется от 34 (скв. 7) до 198 м (скв. 2).

Мезозойская группа (MZ). Вскрытые отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают образования палеозойского возраста: из разреза выпадают осадочные формации нижне-среднего отделов юрской системы.

Юрская система (J). В верхнеюрских отложениях в основном, вскрыта акшабулакская свита, но в восточной более погруженной части вскрыты отложения кумкольской свиты (скв. 1 и 12).

Кумкольская свита (J₃kt). Верхнекумкольская подсвита (J₃ kt₃) сложена чередованием глин, глинистых алевролитов с песчаниками, глинистыми песчаниками. В

разрезе преобладают песчаные породы. В некоторых интервалах песчаники представлены прибрежными кварцевыми разностями. Вскрытая толщина подсвиты составила 132 – 164 м (скв.1, 12).

Акшабулакская свита ($J_3 ak$) соответствует титонскому ярусу верхней юры. Отложения акшабулакской свиты вскрыты не всеми скважинами: в скважинах СК-2, 2, 3, 9, 11, 21, 22, 61, 65, 66, и 67 отложения отсутствуют. Породы сложены глинами пестроцветными (серыми, коричневыми, фиолетовыми, желтовато-серыми), аргиллитами, алевролитами с единичными маломощными прослоями песчаников. Толщина изменяется от 0 до 133 м (скв. 12).

Меловая система (K) представлена отложениями нижнего и верхнего отделов. Нижний отдел расчленяется на даульскую (неоком), карачетаускую (апт-средний альб), верхний отдел - кызылкиинскую (верхний альб-сеноман) свиты, балапанскую свиту (нижний турон) и нерасчлененные отложения верхнего турона-сенона.

Нижний отдел (K_1). Даульская свита – K_{1nc1} (K_{1dl}). Отложения даульской свиты стратифицируются как неокомский надгоризонт нижнего мела. Даульская свита подразделяется на арыкумский горизонт, ниже- и верхнедаульские подсвиты. Верхнедаульская подсвита выделяется в верхней части неокома и стратиграфически соответствует барремскому и готеривскому ярусам, нижедаульская подсвита и арыкумский горизонт – валанжинскому ярусу.

Нижедаульская подсвита (K_{1nc1}) расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (K_{1nc1ar}) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа.

На месторождении Бухарсай базальная пачка является главным продуктивным горизонтом (М-II).

Арыкумский горизонт – K_{1nc1ar} нижнего неокома является регионально продуктивным комплексом. Продуктивная толща сложена песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов, встречаются прослой гравелитов. В скважине 3 (интервал отбора керн 1430,5-1439, м) отложения арыкумского горизонта представлены аргиллитами коричневыми, песчаниками серыми слабосцементированными, с отдельными включениями мелкогалечного обломочного материала (до 4-5 см), несортированными, кремнистыми, на глинистом цементе. Толщина отложений арыкумского горизонта варьирует от 71 (скв. 11) до 94 м (скв. 12). В скважинах 2 и 9 арыкумский горизонт отсутствует.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты **K_{1nc1}** сложена алевритистыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Является региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта. В скважине 2 установлена продуктивность горизонта М-0. Толщина ее колеблется от 99 (скв. 9) до 153 м (скв. 8).

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, в верхней, преимущественно, глинами. Толщина от 252 (скв. 2) до 314 м (скв. 3).

Апт – альбский ярусы (K_{1a-al1-2}). Карачетауская свита (K_{1kr}). Свита соответствует аптскому и среднеальбскому ярусам нижнего мела. Отложения свиты с размывом залегают на осадках даульской свиты и сложены сероцветными, слабосцементированными песчаными породами. Породы обогащены растительным детритом. Толщина свиты изменяется от 85 (скв. 2) до 926 м (скв. 65).

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы (K₁₋₂). **Кызылкиинская свита – K_{1a13}-K_{2s} (K₁₋₂ kk)** стратиграфически соответствует верхней части альбского яруса (K_{1a13}) и сеноманскому ярусу верхнего мела (K_{2s}), согласно залегают на карачетауской свите и сформирована пестроцветными (коричневыми, зеленовато-серыми, серыми) глинистыми алевролитами и глинами, в средней части с прослоями коричневых и серых песков и песчаников. Толщина колеблется от 87 (скв. 2) до 703 м (скв. 9).

Верхний отдел (K₂). **Нерасчлененный турон-сеноманский ярус (K_{2t-sn}).** Нерасчлененная толща турона-сенона (балапанская свита K_{2bl}) с размывом залегают на кызылкиинской свите, представлена переслаиванием песков и глин пестроцветных, которые сменяются вверх по разрезу на толщу глин серых и песков белых с прослоями известняков и верхней части разреза. Толщина свиты изменяется от 218 (скв.9) до 338 м (скв.2).

Кайнозойская группа (KZ) представлена отложениями палеогеновой и четвертичной систем.

Палеогеновая система (P). Несогласно залегающие отложения палеогеновой системы на породах верхнего мела представлены глинами зеленовато-серыми с прослоями песчаников карбонатных. Максимальная толщина достигает 226 м в скважине 65.

Четвертичная система – (Q). Отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновой системы и сложены песками, суглинками и супесями, толщиной не превышающей десяти метров. Общая толщина четвертичных отложений колеблется от 18 до 22 м.

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении структура Бухарсай расположена в пределах погруженной части выступа Северной Аксайской горст-антиклинали, разделяющего Арыкумскую и Акшабулакскую грабен-синклинали в Арыкумском прогибе Южно-Торгайского бассейна.

Представление о тектоническом строении территории месторождения Бухарсай основано на результатах интерпретации/ переинтерпретации, проведенных сейсмических исследований сейсморазведки ЗД на территориях АО «ПККР» в 2008-2009 гг. и ТОО «Саутс Ойл» в 2008-2011 гг. В 2020 г. на территории АО «ПККР» была проведена переинтерпретация имеющегося материала сейсмике ЗД с учетом бурения новых скважин. Детализировано геологическое строение месторождения по основным отражающим горизонтам ОГ-PZ, ОГ- K_{1nc1ar} и ОГ- K_{1nc1} .

По кровле палеозойских отложений структурный план представляет собой брахиантиклинальную складку платформенного типа, вытянутую в северо-западном направлении. Структура Бухарсай состоит из трех поднятий: Северного и Южного, разделенных небольшой седловиной и Юго-Западного. С востока Северное и Южное поднятия граничат с глубокой синклиальной структурой, район пробуренной скважины 12, максимальная глубина синклинали -1800 м (рис. 2.1).

Северное поднятие в районе скважины Бестобе-1 представляет пологую структуру с широким сводом, восточное крыло круче, чем западное. Оба крыла осложнены тектоническими нарушениями F_4 и F_5 , имеющим амплитуду смещения до 30 м. По замкнутой изогипсе -1430 м размеры 3,9 x 1,6 км, высотой 30 м.

Южное поднятие имеет изометрическую форму, осложнено 3 небольшими сводами в районе скважин 22, 61 и 65, с западной части ограничено неглубоким грабеном. В южной части прослеживается малоплитудное нарушение F_3 , имеющее в западном направлении оперяющее нарушение f_1 . По замкнутой изогипсе -1380 м имеет размеры 4,1 x 1,5 км, высотой 70 м.

Юго-Западное поднятие гипсометрически наиболее высокое по сравнению с другими, минимальной глубиной -980 метров. Поднятие тектоническим нарушением F_2 , расположенным юго-западнее, сдвинуто в широтном направлении. С отметки -1000 до -1200 м с северо-запада до юго-востока протягивается резкий уступ длиной порядка 9 км. К уступу в северо-восточном направлении прилегает площадка, начиная с отметки -1200 м до -1300 м, в виде широкой, пологой террасы.

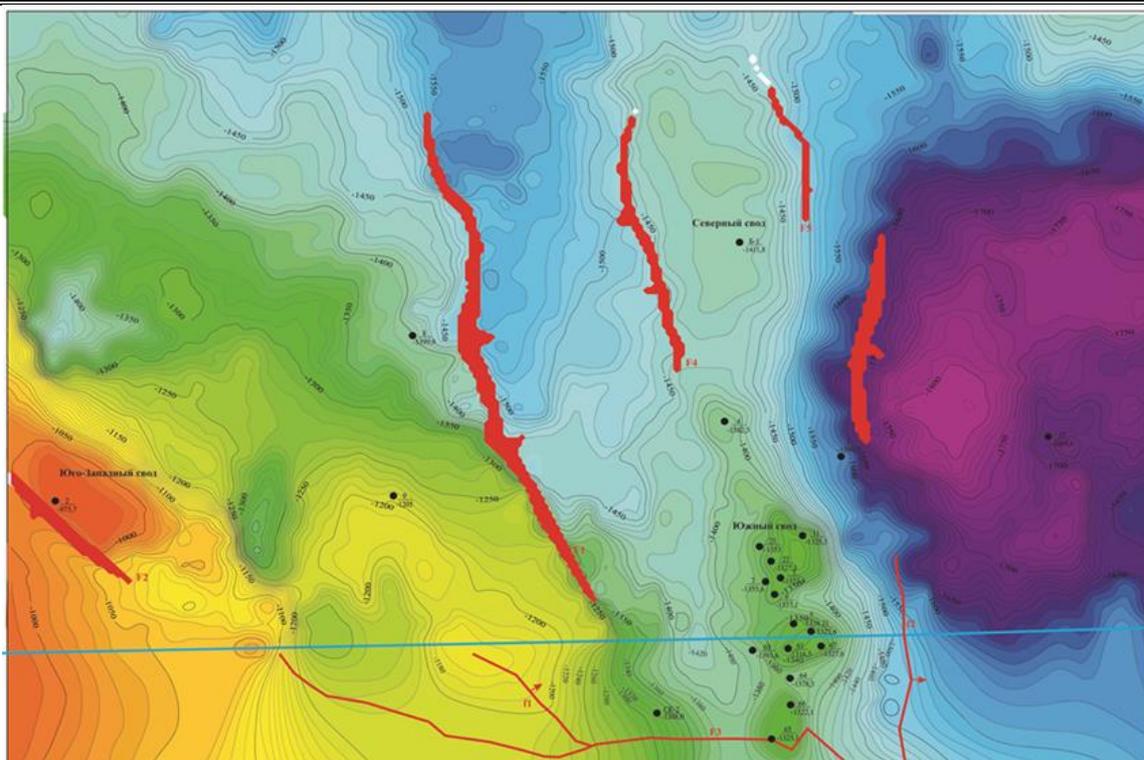


Рисунок 2.1 – Отражающая поверхность PZ 2020 г.

По кровле арыкумского горизонта K_1nc_1a структура унаследована, Бухарсайский двухсводный вал представляет узкую, удлиненную асимметричную брахиантиклиналь платформенного типа, вытянутая в северо-западном направлении.

На Южном поднятии свод смещен на юг, замок свода локализуется в районе скважины 61, 66 и приподнят до отметки -1240 м. Западное крыло более пологое, чем восточное. По замкнутой изогипсе -1260 м размер Южного поднятия составляет 4,4 x 1,4 км при амплитуде 20 м.

Южное и Северное поднятия отделены небольшим прогибом.

Второе небольшое по размерам Северное поднятие закартировано в районе скважины Бестобе-1. Это брахиантиклинальная пологая структура, по замкнутой изогипсе -1260 м имеет размер 4,4 x 1,1 км, амплитудой порядка 10 м.

В восточной части складки расположена глубокая синклиналь, с западной части - узкий грабен.

К юго-западу, в сторону скважин 9 и 2, арыкумский горизонт выклинивается на выступ фундамента.

По кровле отражающей поверхности K_1nc_1 структура выполаживается, также прослеживается 3 поднятия, наиболее приподнятым является Юго-Западное поднятие, где пробурены скважины 2 и 10. В северо-восточном направлении от скважин 2 и 10 структура моноклинально погружается. С юга-запада ограничено нарушением F_2 . По полузамкнутой изогипсе -890 м размер 1,6 x 0,4 км, амплитудой 20 м (граф. прил. 3).

2.1.3 Нефтеносность

Нефтеносность на месторождении установлена в терригенных отложениях в верхней части нижнедаульской свиты (залежь М-0), арыкумского горизонта нижнего неокома (залежь М-II). В нижнемеловом продуктивном разрезе коллекторами являются песчаники и алевролиты, тип коллекторов поровый.

В палеозойских отложениях продуктивность установлена опробованием в скважине 2, расположенной в юго-западной части территории АО «ПККР». Породы представлены песчаными, гравийными, алевроитовыми и глинистыми фракциями, так называемой «корой выветривания». Тип коллектора трещинно-поровый.

Проведена детальная попластовая корреляция разреза скважин по материалам ГИС с привлечением данных опробования, уточнены границы продуктивных горизонтов, площадное распространение залежей, положение водонефтяных контактов. По результатам обработки материалов ГИС дана количественная и качественная характеристика пород-коллекторов. Продуктивность коллекторов охарактеризована данными опробования и эксплуатации скважин, литологический, минералогический составы пород-коллекторов анализами керна.

Границами площадей продуктивности по каждому горизонту являются: принятые положения контактов нефть-вода, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований.

Залегание продуктивных горизонтов по разрезу приведены на геологических и литологическом профилях (граф. прил. 4, 5, 6), в плане – на структурных картах (граф.прил. 7, 8, 9).

По результатам опробования на месторождении в пределах территории АО «ПККР» установлено три залежи нефти: М-0, М-II и PZ.

В южной части (ТОО Саутс-Ойл) установлена одна залежь М-II.

Ниже приводится характеристика залежей нефти, обоснование водонефтяных контактов.

Горизонт М-0 приурочен к верхней части нижнедаульской свиты нижнего неокома, покрывкой являются глинистые породы.

Залежь установлена опробованием скважины 2, где из интервалов 1057-1059, 1068-1068,5 и 1073,5-1075 м (-924,7-926,7, -935,7-936,2, -941,2-942,7) получен приток нефти с водой расчетные дебиты нефти и воды составили 14,9 и 44,5 м³/сут.

По данным ГИС в скважине 2 выделено 3 продуктивных пласта суммарной толщиной 2,6 м до подошвы коллектора на отметке -942,3 м (табл. 2.1). С отметки -958,4 м пласты характеризуются водонасыщенными.

В скважине 10 по результатам ГИС выделяются водонасыщенные пласты с отметки -932,2 м. Исходя из данных, ВНК колеблется в пределах -932-942 м.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой, тектонически экранированная, размерами 1,7 x 0,6 км, высотой 22 м. Площадь нефтеносности составляет 769 тыс.м².

Горизонт М-II с которым связана основная нефтяная залежь месторождения, в стратиграфическом отношении приурочен к отложениям арыкумского горизонта нижнего неокома. Горизонт сложен преимущественно песчаниками, буровато-коричневыми, разнозернистыми, с гравелитовой примесью.

В пределах установленной залежи пробурено 15 скважин, из них на территории АО «ПКР» 9 скважин (3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24), на территории ТОО «Саутс Ойл» – 6 скважин (61, 63, 64, 65, 66, 67). Все скважины опробованы и находились в пробной эксплуатации до апреля 2021 г. При опробовании при средне-динамических уровнях получены различные притоки нефти и нефти с водой.

Таблица 2.1.1 – Обоснование водонефтяных контактов

Залежь	Скважина	По данным опробования		По данным ГИС		Принятый уровень ВНК, м
		нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	
М-II	3	-1322,6	-	-1322,6	-1322,6	-1320 -1326
	6	-1316,1	-1321,9	-1320,3	-1321,9	
	7	-1315,6	-1321,1	-1321,3	1321,3	
	11	-1317,0	-	-1324,8	-	
	21	-1304,6-1316,6*		-1322,0	-1322,0	
	22	-1307,3-1316,3*		-1324,0		
	23	-1312,0-1316,0*		-1324,9	-1324,9	
	24	-1310,9-1315,9*		-1324,7	-1326,1	
	63	-1320,7	-	-1322,6	-1322,6	
	64	-1315,3	-	-1319,7	-1320,1	
М-0	66	-1316,1	-	-1320,1	-1320,1	--932-942
	67	-1325,2	-	-1326,4	-	
PZ	2	-924,7-942,3*		-942,3	-958,4	УВНК -1004
	10				-932,2	
PZ	2	-995,6	-	-995,6	-	УВНК -1004
	10	-964,2-988,5		-1003,8	-	

* получен приток нефти с водой

По данным ГИС самая низкая отметка опробованного продуктивного пласта отмечается в южной части в скважине 67 на отметке -1326,4 м. В скважинах 64, 66 опробованные пласты-коллекторы продуктивны до отметок -1317,6 и -1320,1 м, а с отметки -1320,1 м пласты характеризуются водонасыщенными (табл. 2.1.). В скважине 64 в интервале 1427,3-1429,4 м (-1317,3-1319,7) предпоследний пласт обводнен за счет эксплуатации ранее пробуренной скважины 61.

В скважине 22 в интервале 1438,9-1440,7 м (-1322,2-1324,0) нижний пласт обводнен за счет эксплуатации ранее пробуренных скважин 3, 7, 11. В скважине 23 в

интервале 1428,5-1433,9 м (-1319,5-1324,9) также предпоследний пласт обводнен за счет эксплуатации ранее пробуренных скважин 3, 7, 11, с отметки -1324,9 м пласт водонасыщен. В скважине 24, пробуренной после даты подсчета запасов, как в скважине 23 предпоследний пласт в интервале 1433,4-1436,6 м (-1321,5-1324,7) обводнен за счет эксплуатации скважин 3, 7, 11, 22, 23, с отметки -1326,1 м пласт водонасыщенный.

В скважинах 5, 11, 21, 61 по ГИС выделены только продуктивные пласты-коллекторы до абсолютных отметок -1322,7, -1324,8, -1322,0, -1316,1 м.

В скважине 65 в интервале 1426,9-1429,0 м (-1318,0-1320,1) выделена переходная зона, отнесенная к продуктивной части без значения Кнг.

Принятый ВНК колеблется в пределах от -1320 до -1326 м (табл. 2.1).

Залежь пластовая сводовая, в южной части осложнена нарушением f_4 , которое не является экраном для залежи. Размеры залежи – 1,9 х 1,5 км, высотой 32 м. Площадь нефтеносности в целом составляет 4920 тыс.м².

Горизонт PZ. Продуктивность установлена скважиной 2, пробуренной в приразломной части Юго-Западного поднятия территории АО «ПККР».

При опробовании скважины 2 в интервале 1111-1129 м (-978,7-996,7) был получен приток нефти с водой расчетным дебитом нефти 9,1 и воды 9,5 м³/сут. По ГИС выделено 3 продуктивных пласта-коллектора суммарной толщиной 4,7 м. Подошва продуктивного пласта фиксируется на отметке -995,6 м.

После даты подсчета запасов пробурена скважина 10 в приконтурной зоне, по результатам ГИС выделено 11 маломощных пластов от 0,5 до 1,3 м, суммарная толщина которых составила 7,7 м.

Подошва продуктивного пласта отмечается на отметке -1003,8 м, УВНК принят на отметке -1004 м. При опробовании интервалов 1092,7-1093,5, 1105-1117 м (-964,2-965,0, -976,5-988,5) притока не было получено, после проведения ГРП получен приток нефти с водой, расчетный дебит составил: нефти 10,3 и воды 14,5 м³/сут.

Залежь пластовая сводовая, с юга ограничена тектоническим нарушением F_2 . Размеры залежи – 1,8 х 0,9 км, высотой 18 м. Площадь нефтеносности составляет 1321 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

В пробуренных на месторождении скважинах проведен полный комплекс промыслово-геофизических исследований.

Структура комплекса ГИС позволяет проводить литологическое расчленение разреза, определять эффективные толщины, оценивать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, характер насыщения выделенных в разрезе пластов-коллекторов.

В данном разделе приводятся результаты статистических обработок полученных значений толщин, емкостно-фильтрационных свойств и нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС и керну, а также коэффициентов неоднородности продуктивных горизонтов.

В таблице 2.2 приведены параметры неоднородности продуктивного разреза по залежам. В таблицах 2.3 характеристика толщин пластов-коллекторов по залежам.

Горизонт М-0. Общая толщина горизонта составляет 45 м, эффективная толщина 5,4 м и эффективная нефтенасыщенная толщина составила 2,6 м. По разрезу прослеживается 5 пластов-коллекторов, из них 3 продуктивных.

Горизонт М-II

Общая толщина горизонта в среднем составляет 26,5 м при изменениях от 23,0 до 30,0 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 15,0 м при колебаниях 6,9-21,9 м. Прослеживается от 3 до 7 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности составил 4,7, коэффициент песчаности равен 0,686.

Таблица 2.2.1 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Объект	Кол-во скв., используемых для определ.	Коэффициент песчаности, д.ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэфф. распространения, д.ед.
			среднее значение	коэфф. вариации	интервал изменения	среднее значение	коэфф. вариации	интервал изменения	
М-0	III	1	-	-	-	5	-	-	1
М-II	I	15	0,686	0,028	0,518-0,932	4,7	0,222	3-7	1
PZ	II	2	0,275	0,014	0,194-0,356	6,5	0,301	3-10	1

Горизонт PZ

Общая толщина продуктивной части в среднем составляет 26,4 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 6,2 м при колебаниях 13,2-39,6 м.

По разрезу прослеживается от 3 до 10 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности составил 6,5, коэффициент песчаности 0,275.

Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов-коллекторов

Залежь	Толщина	Наименование	Зоны горизонта		В целом
			нефтяная	нефте- водная	
М-0	Общая	Средняя, м	-	45	45
		Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
	Эффективная	Средняя, м	-	5,4	5,4
		Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	-	2,6	2,6
		Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
М-II	Общая	Средняя, м	26,6	26,4	26,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,22	0,017	0,018
		Интервал изменения, м	24,0-29,0	23-30	23,0-30,0
	Эффективная	Средняя, м	16,6	16,3	16,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,043	0,014	0,023
		Интервал изменения, м	11,6-21,9	13,3-18,4	11,6-21,9
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	16,6	13,4	15,0
		Коэф. вариации, д. ед.	0,043	0,065	0,064
		Интервал изменения, м	11,6-21,9	6,9-17,0	6,9-21,9
Pz	Общая	Средняя, м	26,4	-	26,4
		Коэф. вариации, д. ед.	0,102	-	0,102
		Интервал изменения, м	13,2-39,6	-	13,2-39,6
	Эффективная	Средняя, м	6,2	-	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,026	-	0,026
		Интервал изменения, м	4,7-7,7	-	4,7-7,7
	Нефтена- сыщенная	Средняя, м	6,2	-	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,026	-	0,026
		Интервал изменения, м	4,7-7,7	-	4,7-7,7

2.2.1 Характеристика коллекторов по керну и ГИС

Характеристика коллекторов горизонта М- II дается по результатам обработок емкостно-фильтрационных свойств и нефтенасыщенности коллекторов по данным керна и ГИС, по горизонтам М-0 и Pz характеристика дается только по данным ГИС.

После предыдущего подсчета запасов (ПЗ-2021г.) керн отобран из скважины №10 со 100% выносом (2,58 м.) из Pz отложений. Всего по месторождению с отбором керна пройдено 78,65 м., вынос составил 61,4 м. (78,07% от проходки).

На образцах керна выполнены стандартный комплекс исследований, включающий следующие параметры: объёмная плотность и плотность зёрен, пористость, проницаемость абсолютная, гранулометрический состав, карбонатность, насыщенность пластовым флюидом в аппарате Закса.

Кроме стандартных выполнены специальные исследования: определение УЭС образцов со 100% и переменной водонасыщенностью, определение относительной фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти, смачиваемости пород, ртутной порометрии, рентгеноструктурного анализа.

Горизонт М-0 керном не охарактеризован. По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены во второй скважине. Представлены переслаиванием пачек песчаных и глинистых пород. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,14 до 0,22 д.ед. и составляет в среднем 0,19 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,42 д.ед до 0,45 д.ед, в среднем равна 0,44 д.ед., проницаемость от 5,0 до 87,8 мД., в среднем 38,2мД.

Горизонт М-II отбор керна выполнен в скважинах 3, 5, 23, 61, 63, 64, 65, 66, 67. Разрез представлен песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов, встречаются прослой гравелитов. Характеристика коллекторских свойств основана на результатах стандартного (пористость открытая, плотность зёрен, гранулометрический состав, карбонатность, проницаемость) и специального (остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления, вытеснение нефти водой, сжимаемость) исследования на 30 образцах керна. Проницаемость по воздуху изменяется от 2,7 до 882,6 мД среднее значение по залежи равно 134,9 мД. Пористость колеблется от 0,11 до 0,29 д.ед., и в среднем составляет 0,18 д.ед. Содержание пелитовой фракции изменяется в интервале 1,2 – 23,4%, карбонатность – 8– 18,0%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в 16 скважинах (2,3,5,6,7, 11,21,22,23,24,61,63,64,65,66,67). Величина пористости продуктивных коллекторов изменяется от 0,12 д.ед. до 0,32 д.ед. и составляет в среднем 0,19 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,40 до 0,75 д.ед., в среднем равна 0,54 д.ед., проницаемость изменяется от 2,6 до 3753 мД среднее значение равно 72 мД., глинистость изменяется от 0,03 до 0,38 д.ед., в среднем составляет 0,20 д.ед.

Горизонт Pz отбор керна выполнен в скважине №10 (лабораторные исследования на керне не проведены). Представлена метаморфическими породами. По данным шлама (отобранном из палеозойских отложений) представлен известняками с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. По данным ГИС продуктивные коллекторы выделены в двух скважинах (2, 10). Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,11 до 0,15 д.ед. и составляет в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,61 д.ед до 0,76 д.ед, в среднем равна 0,69 д.ед., проницаемость от 1,0 до 10,0 мД и составляет в среднем 3,2 мД.

В таблице 2.2.3 приведены ряды распределения проницаемости горизонта М- II определённой по керну, где видно, что подавляющее число значений приходится на диапазон до 10мД; количество образцов по всем скважинам в сумме составляет 40.

Таблица 2.2.3 – Ряды распределения проницаемости горизонта М-II по скважинам

Интервалы изменения проницаемости, мД	Количество случаев по скважинам				
	3	5	61	63	64
1 - 10	3	11	-	-	1
10--50	3	3	-	-	3
50-100	3	2	-	-	1
100-300	6	1	-	-	-
300-1000	-	3	-	-	-

В таблице 2.2.2 приведена статистическая характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств и коэффициента нефтенасыщенности продуктивных коллекторов горизонтов М-0 и М- II Pz по материалам ГИС и керну.

Таблица 2.2.4– Статистическая характеристика горизонтов по керну и ГИС

Горизонт	Метод определения	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость	Нефтенасыщенность
				д. ед.	д. ед.
1	2	3	4	5	6
М-0	лабораторные иссл. керна	Не проводились			
	геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1
		кол-во определений	3	3	2
		среднее значение	54,8	0,19	0,44
		интервал изменений	21,9-87,8	0,14-0,22	0,42-0,45
М-II	лабораторные исследования керна	количество скважин	3	3	-
		кол-во определений	28	28	-
		среднее значение	134,9	0,18	-
		интервал изменений	2,7-882,6	0,11-0,29	-
		коэффициент вариаций	1,5	0,18	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	14	14	14
		кол-во определений	94	94	70
		среднее значение	72,0	0,19	0,54
		интервал изменений	2,6-3753	0,12-0,32	0,40-0,75
		коэффициент вариаций	4,4	0,152	0,159
Pz	лабораторные иссл. керна	Не проводились			
	геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2
		кол-во определений	5	5	5
		среднее значение	3,2	0,13	0,69
		интервал изменений	1,0-10	0,11-0,15	0,61-0,76
		коэффициент вариаций	1,05	0,10	0,07

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Отбор глубинных проб нефти производился в залежи М-II в 8 скважинах 3, 5, 7, 11, 22, 61, 65, 67, также в скважине 2 в залежах М-0 и PZ. При отборе глубинных проб фиксировались глубина отбора, текущее пластовое давление и температура. По предоставленным результатам исследований, пробы из скважин 65 и 67 не представительны.

Пробы были исследованы в лабораториях ТОО «Ойлсерт Интернейшнл», СиЭнИСи и ТОО «Научный аналитический центр» в соответствии с действующим ОСТом 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Поверхностные пробы нефти были отобраны из 8 скважин (3 (2пр.), 5, 6, 7, 22, 61, 63, 64) залежи М-II.

По пробам дегазированной нефти определялись ее физико-химические свойства, компонентный и фракционный состав в соответствии с общими техническими условиями по СТ РК 1347-2005.

Компонентный состав растворенного газа определялся после однократного разгазирования глубинных проб на хроматографе по ГОСТу 23781-87 "Газы горючие природные".

2.3.1 Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Залежь М-0. Физические свойства нефти в пластовых условиях определены по пробе из скважины 2, плотность пластовой нефти - $0,735 \text{ г/см}^3$. Газосодержание при пластовом давлении 7,303 МПа и пластовой температуре $46,01^\circ\text{C}$ составляет $44,06 \text{ м}^3/\text{т}$ (табл. 2.3.1).

Объемный коэффициент расширения нефти равен 1,1069, коэффициент растворимости газа $15,35 \text{ м}^3/\text{м}^3/\text{МПа}$.

Залежь М-II. Физические свойства нефти в пластовых условиях изучены по анализам 8 проб из 8 скважин 3, 5, 7, 11, 22, 61, 65, 67, из них пробы из скважин 22, 61, 65, 67 исследованы после ОПЗ_2019 г. Пробы из скважин 65 и 67 не представительны. Результаты анализов приведены в таблице 2.3.1.

Плотность пластовой нефти - $0,761 \text{ г/см}^3$. Газосодержание при осредненном пластовом давлении 8,3 МПа и пластовой температуре 55°C составляет $24,1 \text{ м}^3/\text{т}$. Нефть недонасыщена газом, о чем свидетельствует превышение пластового давления (8,3 МПа) более чем в 10 раз над давлением насыщения (0,80 МПа).

Объемный коэффициент расширения нефти в среднем равен 1,1111, коэффициент растворимости газа $25,2 \text{ м}^3/\text{м}^3/\text{МПа}$. Динамическая вязкость пластовой нефти в среднем – $1,801 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина усадки нефти $9,95 \%$.

Результаты исследований свойств нефти в пластовых условиях представлены в таблице 1.6.

Залежь PZ. Свойства нефти изучены по 1 пробе из скважины 2. Плотность пластовой нефти - $0,683 \text{ г}/\text{см}^3$. Газосодержание при пластовом давлении $9,98 \text{ МПа}$ и пластовой температуре $47,1^\circ\text{C}$ равно $130,6 \text{ м}^3/\text{т}$ (табл. 2.3.1).

2.3.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти

Залежь M-0. В скважине 2 устьевая проба не отбиралась, при однократном разгазировании глубинной пробы нефти плотность дегазированной нефти составила $0,783 \text{ г}/\text{см}^3$. По остальным параметрам проведена аналогия с залежью M-II, т.к. по плотности свойства дегазированной нефти схожи.

Залежь M-II. Состав и свойства дегазированной нефти месторождения Бухарсай определены по 15 пробам из 14 скважин: 3 (2 пробы), 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 61, 63, 64, 65, 66, 67.

Плотность нефти в среднем равняется $0,789 \text{ г}/\text{см}^3$ при изменениях от $0,781$ до $0,800 \text{ г}/\text{см}^3$. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна $3,475 \text{ мм}^2/\text{с}$. Содержание смол и асфальтенов равняется $1,63$ и $0,051 \%$ масс. Среднее содержание парафина и серы составляет $7,55$ и $0,098 \%$ масс. соответственно. В скважинах 61, 63 и 64 содержание парафина имеет завышенное значение, поэтому эти данные при осреднении не учтены. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C , в среднем достигает 61% масс.

Нефть горизонта M-II легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Результаты исследования поверхностных проб нефти представлены в таблице 2.3.2.

Залежь PZ. В скважине 2 из палеозойских отложений устьевые пробы не отбирались, при однократном разгазировании глубинной пробы нефти плотность дегазированной нефти составила $0,778 \text{ г}/\text{см}^3$.

В таблице 2.3.2 приведены данные о поверхностных пробах из палеозойских отложений месторождения Карабулак (Юго-Западный свод), расположенного в непосредственной близости от месторождения Бухарсай, в котором характеристика дегазированной нефти схожа с дегазированной нефтью месторождения Бухарсай.

Нефть залежи PZ легкая, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

Таблица 2.3.1 – Результаты анализов глубинных проб нефти

№№ скв.	Дата испытаний	Интервал перфорации, м	Отметка середины интервала	Рпл, МПа	Тпл., °С	Рнас., МПа	Объемный коэффициент расширения нефти	Усадка, %	Газосодержание		Плотность нефти, г/см ³		Вязкость		Коэф фиц. раство рим., м ³ /м ³ МПа	Исполнитель
									м ³ /м ³	м ³ /т	пласто вая	повер хност ная	дина мич, МПа.с	кине матич., мкМ ² /с		
Залежь М-II																
3	04.10.2017	1434-1445 1447-1449	-1315,3	8,095	54,54	0,82	1,1137	10,21	20	25,35	0,752	0,789	1,725	2,186	24,05	СиЭНИСи
5	25.08.2018	1420-1435	-1315,5	8,302	55,31	0,85	1,1236	11,0	22	27,81	0,750	0,791	1,670	2,111	26,06	СиЭНИСи
7	15.10.2018	1427-1436	-1311,1	8,237	55,29	0,78	1,1173	10,5	20	25,32	0,749	0,790	1,957	2,477	26,23	СиЭНИСи
11	03.07.2019	1420,5-1425	-1314,8	8,071	54,92	0,69	1,1226	10,92	21	26,55	0,751	0,791	1,733	2,191	30,98	СиЭНИСи
22	14.11.2020	1424-1433	-1311,8	8,369	54,18	0,79	1,1126	9,15	17	20,48	0,787	0,830	1,918	-	21,43	СиЭНИСи
61	03.11.2020	1415-1426	-1311,0	8,70	56,0	0,88	1,077	7,9	15,13	19,10	0,780	0,793	-	-	22,45	ТОО "НАЦ"
65*	18.11.2020	1408-1412 1413,5- 1415,5	-1302,9	8,40	58,0	1,4	0,880	-13,6	5,11	6,31	0,782	0,810	3,808	5,536	11,07	ТОО "НАЦ"
67*	02.01.2021	1412-1426	-1318,2	10,1	68,0	1,0	1,88	-13,6	11,1	14,21	0,773	0,784		1,387	15,7	ТОО "НАЦ"
Среднее значение				8,3	55,04	0,802	1,1111	9,95	19	24,1	0,761	0,797	1,801	2,241	25,2	
Залежь М-0																
2	28.01.2021	1057-1059, 1068- 1069,5 1073,5-1075	-1066,0	7,303	46,01	2,25	1,1069	12,39	34,5	44,06	0,735	0,783	1,62		15,35	СиЭНИСи
Залежь PZ																
2	14.02.2021	1110-1118, 1119- 1129	-1119,5	9,98	47,1	5,19	1,2877	25,54	101,6	130,6	0,683	0,778	0,816		19,57	СиЭНИСи

* - пробы не представительны

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства в поверхностных условиях

№ скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с				Содержание компонентов, % масс								Коксуемость	Фракционный состав по Энглеру, % масс						Компания, выполнявшая анализы	
				20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	вспышки	застывания	Парафин	Сера	Вода по ДС	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси		НК	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С		
Залежь М-II																								
3	06.10.-10.10.2017г	1447-1449, 1434-1445	0,783	3,25	2,45	2,07	1,85	-20	5	6,8	0,057	0,06	2	0,02	0,006		30	16	32	42	51	61	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»	
3	12.02-16.02.2018г	1423-1426	0,785	2,9	2,5	2,1	1,8	-20	8	7,8	0,052	0,03	2	0,03	0,0073		30	19	31	41	50	60	-/-	
5	15.10.-22.10.2018г	1420-1435	0,788	3,02	2,51	2,14	2,13	-20	-10	7,7	0,051	отс.	1,2	0	0,0059		30	17	33	43	51	61	-/-	
6	15.10.-22.10.2018г	1420-1430	0,786	2,83	2,36	2,05	1,83	-20	-10	6,6	0,059	отс.	1,1	0	0,0063		28	17	33	43	51	61	-/-	
7	24.10.-29.10.2018г	1427-1436	0,791	2,97	2,49	2,08	1,88	-20	10	6,3	0,053	0,03	1,4	0	0,0063		30	16	33	43	52	61	-/-	
11	04.11.2019	1420,5-1425	0,784	2,73	2,35	2,04	1,80	-20	-5	7,1	0,053	отс.	1,2	0	0,0082	0,8	34	14	30	40	50	60	-/-	
21	05.01-14.01.2021г	1415-1427	0,793	4,13	3,04	2,44	2,12	-20	6	6,8	0,041	0,03	2	0,14	0,0092	0,8	32	12	30	40	50	61	-/-	
22	22.12.2020	1424-1433	0,793	3,83	2,93	2,36	2,04		10	7,0	0,052	отс.	1,8	0,12	0,009	0,8	32	16	32	42	52	62	-/-	
23	14.12-25.12.2020г	1421-1425	0,781	2,67	2,24	1,99	1,8	-20	4	6,8	0,0346	0,09	2	0,15	0,0078	0,8	31	15	31	41	51	60	-/-	
61		1415-1426	0,792	3,331	2,967	2,354	-		-20	14,12*					0,13					44	-	23,2*	ТОО Научный аналит. центр	
63		1419-1427	0,788	3,268	2,785	2,252	-		-20	14,14*					0,34					44		22,8*	-/-	
64		1415-1425	0,790	3,274	2,869	2,301	-		-20	14,64*					0,22					44		23*	-/-	
65	19.02.2021	1408-1415,5	0,800	5,450	-	-	-	-	11	10	0,30	0,05	-	-	0,05	-	-	-	30	-	52		-/-	
66	20.01.2021	1415,5-1424	0,798	5,197	-	-	-	-	11	9,2	0,322				0,0408				34	-	58		-/-	
67	10.12.2020	1415,5-1424	0,786	3,27					10	8,5	0,103	0,01			0,052				40	-	57		-/-	
Среднее значение			0,789	3,475	2,624	2,18	1,917	-20	-1,25	7,55	0,098	0,043	1,63	0,051	0,060	0,8	31	16	33	42	52	61		
Карабулак (Юго-Западный свод)																								
Горизонт PZ																								
КБ-9	19.01-25.01.13г	1276-1294	0,780	2,67	2,23	1,96	1,77	-8	-13	6	0,07	0,03	2,4	0,2	0,0078		35	16	37	46	56	66	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»	
КБ-9	13.07-23.07.12г	1296-1301	0,778	2,58	2,62	2,23	1,94	-5	-3	7,7	0,068	0,3	0,92	0,37	0,0065		35	15	35	44	55	65	-/-	
КБ-10	26.04-13.05.13г	1250-1253																					-/-	
		1234-1244	0,790	3,65	2,93	2,87	2,01	-10	-1	9	0,035	2	2,9	0,01	0,0088		45	14	31	45	55	65		
		1229,5-1232																						
		1214-1218,5																						
КБ-16	15.05-29.05.14г	1276-1285	0,779	2,71	2,29	1,97	1,76	-20	-5	5	0,093	0,03	4	0,4	0,0072		34	14	32	43	52	61	-/-	
-/-	10.12-20.12.13г	1288-1310	0,782	2,6	2,21	1,92	1,71	-10	-20	6	0,076	0,3	0,5	0,06	0,007		40	17	32	44	55	64	-/-	
Среднее значение			0,782	2,84	2,46	2,19	1,84	-10,6	-8,4	6,74	0,068	0,53	2,14	0,21	0,0075		38	15	33	44	55	64		

2.3.3 Состав и свойства растворенного газа

Залежь М-0. Состав растворенного газа определен после однократного разгазирования глубинной пробы нефти из скважины 2. Содержание метана составляет 35,34 % мол., этана – 15,41 % мол., пропана – 19,45 % мол.

Из неорганических компонентов присутствует азот (1,84 % моль), углекислый газ (0,05 % моль). Относительная плотность газа по воздуху в среднем составила 1,3103 г/моль (табл. 2.3.3).

Залежь М-II. Состав растворенного газа определялся после однократного разгазирования глубинных проб нефти. Всего исследовано 6 проб из 6 скважин: 3, 5, 7, 11, 22 и 61, пробы из скважин 65 и 67 не представительны.

По углеводородным и неуглеводородным компонентам растворенный газ пластовой нефти является высокожирным, безсернистым, низкоуглекислым и низкоазотным.

Основными компонентами газа являются метан, содержание которого из-за недонасыщенности составляет 2,55%, этан – 5,8% и пропан – 36,81% моль.

Концентрация высших гомологов метана составляет: изобутана (11,46%), n-бутана (23,07%), изопентана (7,12%), n-пентана (6,7%). Из неорганических компонентов присутствует азот (1,36 % моль), углекислый газ (0,57 % моль). Относительная плотность газа по воздуху в среднем составила 1,8654.

Согласно классификации углеводородных газов, газ залежи М-II пропан-бутанового типа.

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти представлены в таблице 2.3.3.

Залежь PZ. Состав растворенного газа определен после однократного разгазирования глубинной пробы нефти из скважины 2. Содержание метана составляет 43,71 % мол., этана – 17,0 % мол., пропана – 19,2 % мол.

Из неорганических компонентов присутствует азот (2,53 % моль), углекислый газ (0,03 % моль).

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного в нефти газа

№№ скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Содержание, % мол																Относительная плотность газа по воздуху	Молекулярная масса, г/моль	Компания, выполнявшая анализы
			метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексаны	гептаны	октаны	нонаны	декан	сероводород	кислород	углекислый газ	азот			
Горизонт М-II																					
3	04.10.2017	1434-1445 1447-1449	1,79	5,64	36,65	11,16	22,39	7,11	6,9	3,87	1,95	0,74	0,14	0	-	-	0,11	1,57	1,935	54,54	СиЭнИСи
5	25.08.2018	1420-1435	3,59	5,26	39,86	11,45	21,91	6,86	6,34	2,57	0,51	0,03	0	0	-	-	0,10	1,51	1,8349	51,88	СиЭнИСи
7	15.10.2018	1427-1436	2,78	5,35	39,3	13,09	24,54	6,38	5,39	1,51	0,08	0,01	0	0	-	-	0,07	1,50	1,8238	51,59	СиЭнИСи
11	03.07.2019	1420,5-1425	2,02	4,31	36,44	12,25	24,54	7,64	7,13	3,32	0,72	0,03	0	0	-	-	0,08	1,51	1,9072	53,81	СиЭнИСи
22	14.11.2020	1424-1433	3,42	5,64	39,11	11,55	23,37	6,93	6,10	2,02	0,25	0,01	0	0	-	-	0,09	1,51	1,8263	51,65	СиЭнИСи
61	03.11.2020	1415-1426	1,69	8,62	29,53	9,25	21,66	7,81	8,33	7,21	2,01	0,08	0,29	0	-	-	2,95	0,57			ТОО "НАЦ"
65*	18.11.2020	1408-1412 1413,5-1415,5	20,39	15,38	11,48	11,16	4,10	9,42	10,05	8,7	2,42	0,09	0,35	0	-	-	5,27	1,19			ТОО "НАЦ"
67*	02.01.2021	1412-1426	20,39	15,38	11,48	11,16	4,10	9,42	10,05	8,7	2,42	0,09	0,35	0	-	-	5,27	1,19			ТОО "НАЦ"
Среднее значение			2,55	5,8	36,81	11,46	23,07	7,12	6,7	3,42	0,92	0,15	0,07	0			0,57	1,36	1,8654	52,69	
Залежь М-0																					
2	28.01.2021	1057-1059, 1068-1069,5 1073,5-1075	35,34	15,41	19,45	6,67	10,37	5,03	3,79	1,71	0,32	0,02	0,0	0,0	-	-	0,05	1,84	1,3103	37,5	СиЭнИСи
Залежь PZ																					
2	14.02.2021	1110-1118, 1119-1129	43,71	17,0	19,2	4,17	7,93	2,57	1,90	0,89	0,06	0,02	0,0	0,0	-	-	0,03	2,53	1,1286	32,42	СиЭнИСи

2.3.4 Характеристика водоносных горизонтов

На месторождении Бухарсай пробы пластовых вод на изучение химического состава и свойств отобраны в скважинах 2, 6, 7, 22, 65, 66 (табл. 2.3.4).

В скважине 2 отобраны две пробы пластовой воды соответственно из интервалов 1102-1103 м и 1057-1059, 1068-1069,5, 1073,5-1075 м из отложений нижнего неокома нижнедаульской свиты (горизонт М-0). По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов (в г/л) следующие: хлоридов – 23,0, гидрокарбонатов – 0,23, сульфатов – 0,35, кальция – 2,31, магния – 0,74, натрия+калия – 11,12. Общая минерализация равна 37,802 г/л. Вода жесткая (177 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,86), с удельным весом – 1,035 г/см³ (табл. 2.3.4).

Из отложений арыскумского горизонта нижнего неокома (горизонт М-II) отобраны 4 пробы воды из скважин 6 (интервал 1435,5-1437 м) и скважины 7 (интервал 1441,5-1442,5 м), из скважины 65 (интервал 1408-1415,5 м), из скважины 66 (интервал 1415,5-1424 м).

По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов (в г/л) следующие: хлоридов – 47,36, гидрокарбонатов – 0,09, сульфатов – 0,27, кальция – 8,84, магния – 1,13, натрия+калия – 19,25. Общая минерализация равна 76,94 г/л. Вода жесткая (534,1 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,45), с удельным весом – 1,047 г/см³ (табл. 2.3.4).

По классификации В.А.Сулина пластовые воды меловых отложений месторождения Бухарсай определяются как соленые воды хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Содержания микрокомпонентов следующие: барий в среднем 1309,2 мг/л, механических примесей – 0,5067% (табл. 2.3.5).

Пластовые воды из палеозойских отложений на месторождении изучены пробой воды из скважины 2 (интервал 1111-1118; 1119-1129 м).

По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов (в г/л) следующие: хлоридов – 35,98, гидрокарбонатов – 0,36, сульфатов – 0,33, кальция – 6,95, магния – 1,149, натрия+калия – 13,43. Общая минерализация равна 58,21 г/л. Вода жесткая (443,6 мг-экв/л), слабокислая (рН – 7,1), с удельным весом – 1,034 г/см³ (табл. 2.3.4).

По классификации В.А.Сулина пластовые воды меловых отложений месторождения Бухарсай определяются как соленые воды хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Содержания микрокомпонентов по горизонту М-0 следующие: барий в среднем 981 мг/л, механических примесей – 0,0988% (табл. 2.3.5).

Содержания микрокомпонентов по горизонту М-II: барий в среднем 1300,8 мг/л, механических примесей – 0,3492% (табл. 2.3.5).

Содержания микрокомпонентов по горизонту PZ: барий в среднем 1025,2 мг/л, механических примесей – 0,1136% (табл. 2.3.5).

Таблица 2.3.4 – Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скв.	Интервал отбора проб, м	Удельный вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, мг/л	Тип по Сулину	РН	Общая жесткость, мг-экв/л
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺ +K ⁺				
Горизонт М-0												
2	1102-1103	1,054	244	510,3	25200	1720	528	13690,9	41893,2	ХК	6,65	130
Горизонт М-II												
6	1435,5-1437	1,045	91,5	180,1	39234,6	7795,6	1845,8	13129,8	62277,4	ХК	6,76	540,8
7	1441,5-1442,5	1,045	91,5	254,2	52990	10480	595,2	21332,6	85743,5	ХК	6,13	573,6
65	1408-1415,5	1,048	95,1	335	48658,3	8071,0	878,9	22654,3	80692,5	ХК	6,2	474,4
66	1415,5-1424	1,048	95,1	305	48547,4	9025,87	1187,8	19872,6	79033,7	ХК	6,7	547,4
Среднее по горизонту		1,047	93,3	268,6	47357,7	8843,1	1126,9	19247,3	76936,8		6,45	534,1

Таблица 2.3.5 – Результаты анализов микрокомпонентов воды

№ скв.	Интервал опробования	Кпр	Ba ⁺² , мг/л	Fe, мг/л	Мех. примеси, %
Горизонт М-0					
2	1102-1103	-	-	-	-
2	1057-1059; 1068-1069,5; 1073,5-1075	4	981,0	-	0,0988
Среднее значение		4	981,0	-	0,0988
Горизонт М-II					
6	1435,5-1437	7,9	1560,4	отс.	0,9756
7	1441,5-1442,5	8	1057,9	отс.	0,0378
22	1424-1433	7,4	1284,2	отс.	0,0342
Среднее значение		7,76	1300,8	отс.	0,3492
Горизонт PZ					
2	1111-1118; 1119-1129	6,0	1025,2	отс.	0,1136

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов месторождения были использованы результаты определения остаточной водонасыщенности, капиллярного давления методом центрифугирования, коэффициента вытеснения нефти водой и фазовые проницаемости для нефти и воды и смачиваемости.

Методика проведения специальных исследований подробно изложена в ПЗ-2021 г. Книге 1.

Сопоставление пористость-проницаемость. Сопоставление пористости и проницаемости, на результатах исследования образцов, определённых на образцах керна скважин 3, 5, представленное на рис.2.4.1.

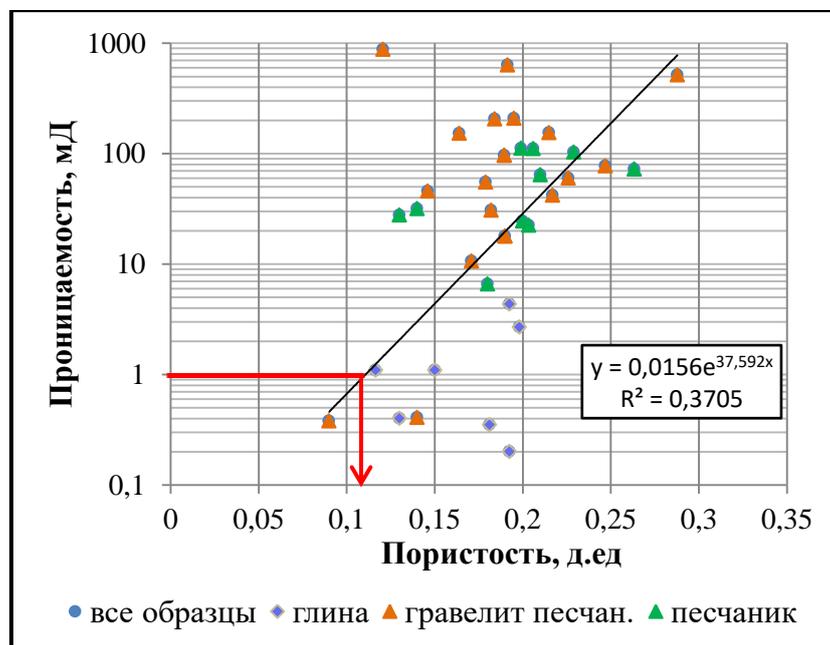


Рисунок 2.4.1- Сопоставление проницаемости с пористостью, определённым на керне скважин 3, 5 и 61 для горизонта М-II

Связь $K_{np}=F(Kn)$ для образцов скв.3,5 и 61 описывается уравнением

$$K_{np}=0.0156e^{37,592Kn} \quad (2.4.1.)$$

Низкий коэффициент аппроксимации $R^2=0,37$ объясняется разнообразием литотипов - глины, гравелиты, песчаники и для каждого литотипа своя связь пористости с проницаемостью, построить которые в настоящей работе не представляется возможным из-за ограниченного количества изученных образцов. Кроме этого для гравелитов даже при массовом определении получение устойчивой связи проблематично.

Определение УЭС. Замеры электрического сопротивления пород выполнены при 100-ной % и переменной водонасыщенности образцов на 29 образцах. Зависимости параметра пористости (Рп) от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности представлены на рис.2.4.2 а,б при условии Рп=1 и Кп=1

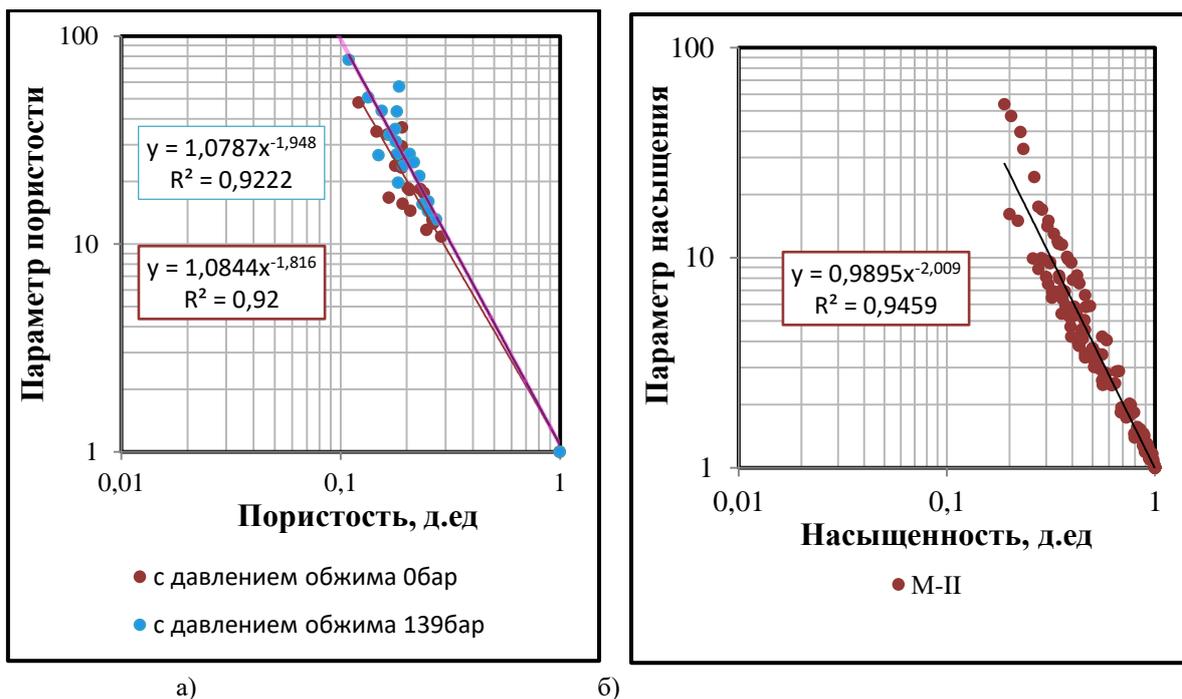


Рисунок 2.4.2 - Связь параметра пористости с пористостью и параметра насыщения с коэффициентом водонасыщенности. (скв.3, 5)

Образцы насыщались моделью пластовой воды с электрическим сопротивлением 0,0837 Ом*м, замеры выполнялись при давлениях обжима 0 и 139 бар. Полученные связи для параметра пористости описываются уравнениями:

$$\text{При давлениях обжима 0бар: } P_n = 1,0844 * K_n^{-1,816} \quad (R^2=0,92) \quad (2.4.2)$$

$$\text{При давлениях обжима 139бар: } P_n = 1,0787 * K_n^{-1,948} \quad (R^2=0,92) \quad (2.4.3)$$

для параметра насыщения уравнением:

$$P_n = 0,989 * K_v^{-2,009} \quad (R^2=0,945) \quad (2.4.5)$$

Исходные данные для построения петрофизических связей $P_n=f(K_n)$ и $P_n=f(K_v)$ приведены в таблицах 6.4 и 6.5., Книга 1 (ПЗ-2021г.)

Остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления. Кривые капиллярного давления в системе «воздух - модель пластовой воды» получены методом полупроницаемой мембраны на 19 образцах керна из горизонта М-II (рис 2.4.3).

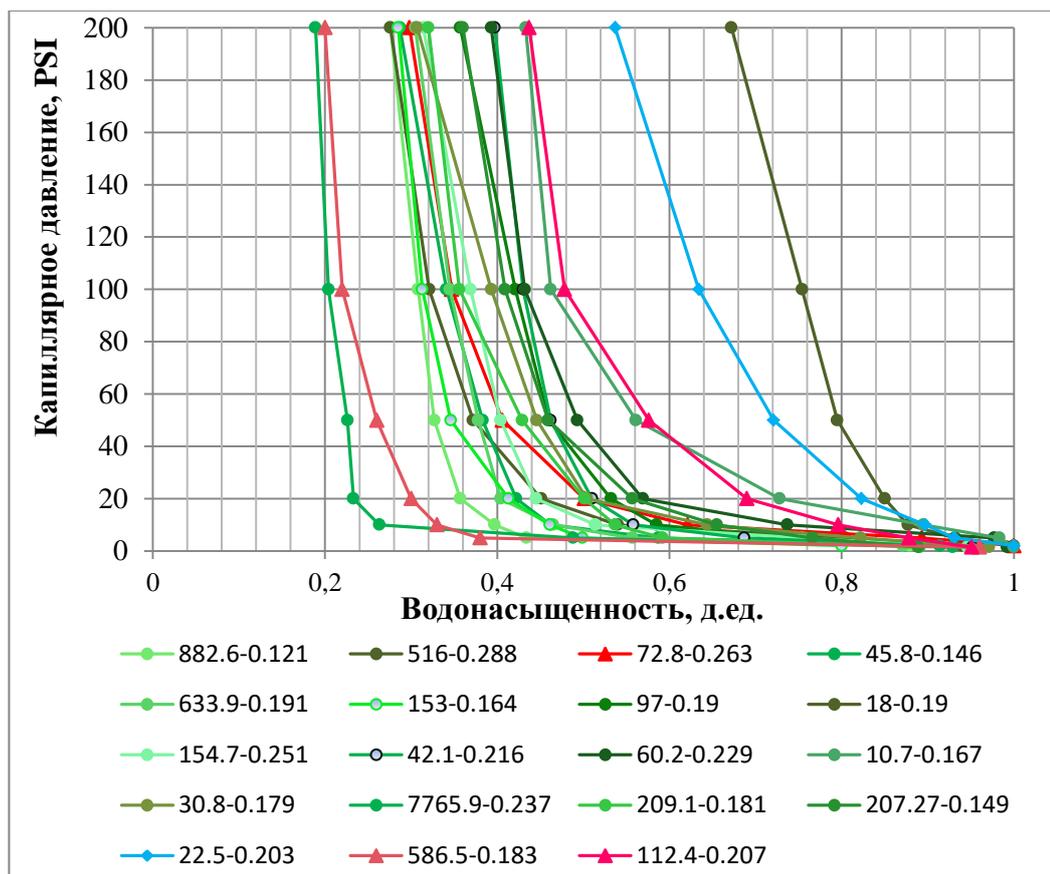


Рисунок 2.4.3 - Кривые капиллярного давления горизонта М-II

Шифр кривых: красные- песчаники; зеленые – гравелиты; голубая-алевролиты; шифр легенды: числитель-проницаемость, мД; знаменатель - пористость пород, д.ед.

По связи капиллярного давления с водонасыщенностью на 17 образцах из 19-ти с пористостью 0,12-0,28 д.ед. и проницаемостью 10,7-7765,9 мД можно заметить выход на остаточную водонасыщенность уже при давлении 50 psi. Образцы 16ds(алевролит) и 21ds(гравелит глинистый) при давлении 200 psi с водонасыщенностью 0,537 и 0,672 д.ед. близки к остаточной водонасыщенности, но еще не достигли. Фильтрационно-ёмкостные свойства образцов и результаты определения водонасыщенности при максимально достигнутом капиллярном давлении 200 psi представлены в ПЗ-2021 г. табл. 6.6, Книга 1.

На рис.2.4.4 а,б показана связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью с учётом литотипа пород.

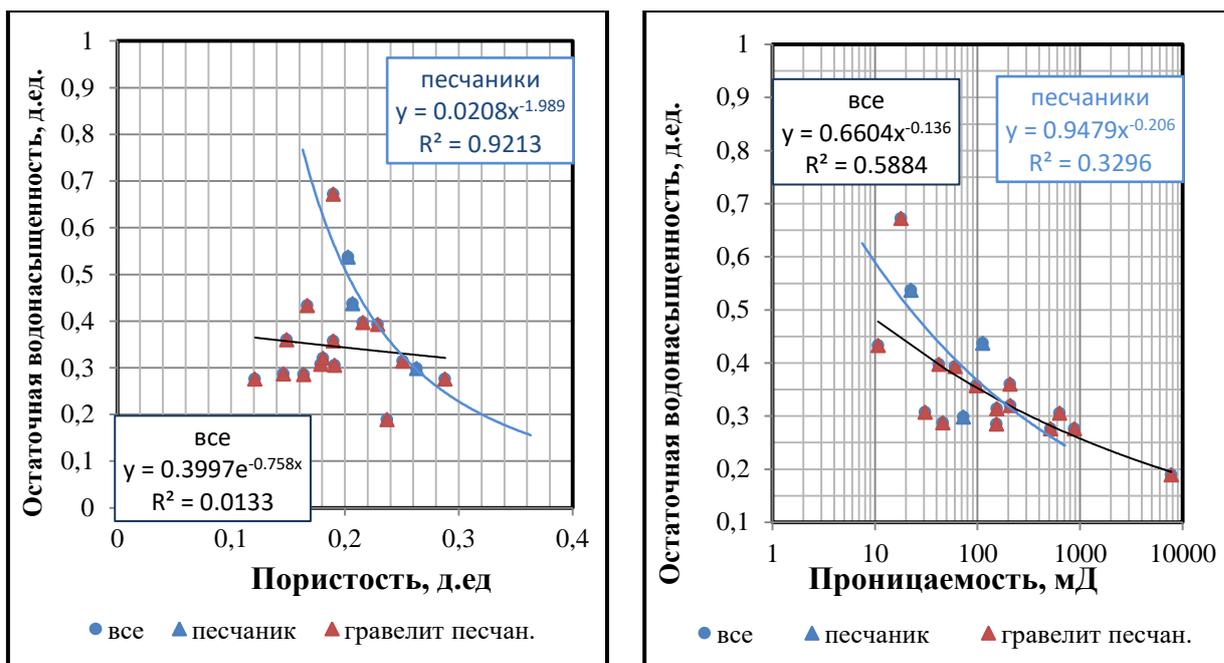


Рисунок 2.4.4-Связь остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б).

По имеющимся анализам Ков песчаников зависит от пористости, а для гравелитов такая связь отсутствует. При сопоставлении с проницаемостью литотип не имеет значения.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой. Коэффициент вытеснения нефти водой определялся на образцах керна, отобранных из скважин 3,5. В эксперименте участвовали 14 образцов с проницаемостью от 8,4 до 836,2 мД. Вытеснение нефти из образца было произведено при пропитке водой с постоянной заданной скоростью методом центрифугирования. Результаты представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 - Основные параметры моделей и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Образец	Скв	Глубина, м	Пористость, %	Кпр, мД	Swi, %	Sor, %	Квыт (от общего объема нефти), %	Квыт (от объема пор), %
10ds	3	1433,56	17,12	99,07	34,89	31,52	51,58	33,59
12ds	3	1434,13	19,64	100,1	67,32	14,13	56,77	18,56
14ds	3	1434,44	25,13	140,2	39,44	22,63	62,62	37,92
17ds	3	1435,97	23,16	52,16	64,16	18,48	48,44	17,36
18ds	3	1436,12	17,18	8,43	59,11	26,27	35,75	14,62
19ds	3	1436,36	17,94	47,65	62,37	22,52	40,16	15,11
25ds	3	1438,6	17,47	190,6	42,60	21,18	63,09	36,21
26ds	3	1438,9	14,82	188,6	52,52	20,65	56,50	26,83
13ds	5	1418,03	12,06	836,2	28,90	15,00	78,91	56,11
14ds	5	1420,23	28,78	482,5	24,85	15,44	79,46	59,71
15ds	5	1420,42	26,33	63,43	31,48	8,28	87,91	60,24
16ds	5	1420,68	20,35	18,55	56,16	9,74	77,78	34,10
17ds	5	1421,44	14,61	39,10	29,73	10,36	85,26	59,92
18ds	5	1421,55	19,14	596,4	28,50	16,85	76,43	54,65

Определение фазовых проницаемостей методом центрифугирования.

Относительная фазовая проницаемость была измерена путем вытеснения воды методом центрифугирования при постоянной скорости вращения. Результаты эксперимента по определению фазовых проницаемостей приведены на рис. 2.4.5.

По связи относительной фазовой проницаемости с водонасыщенностью одинаковое содержание воды и нефти в потоке при значениях водонасыщенности в разных образцах от 57% до 80%. Для чистых песчаников равный приток нефти и воды при водонасыщенности в диапазоне 56-70%, в среднем 65% и для гравелитов 70-80% в среднем 75%, т. е. граничное значение нефтенасыщенности изменяется от 25-40%. Учитывая отсутствие по ГИС критериев разделения песчаников и гравелитов, в настоящей работе рекомендовано в качестве граничного использовать значение $K_{в_гр}=0,40$ д.ед

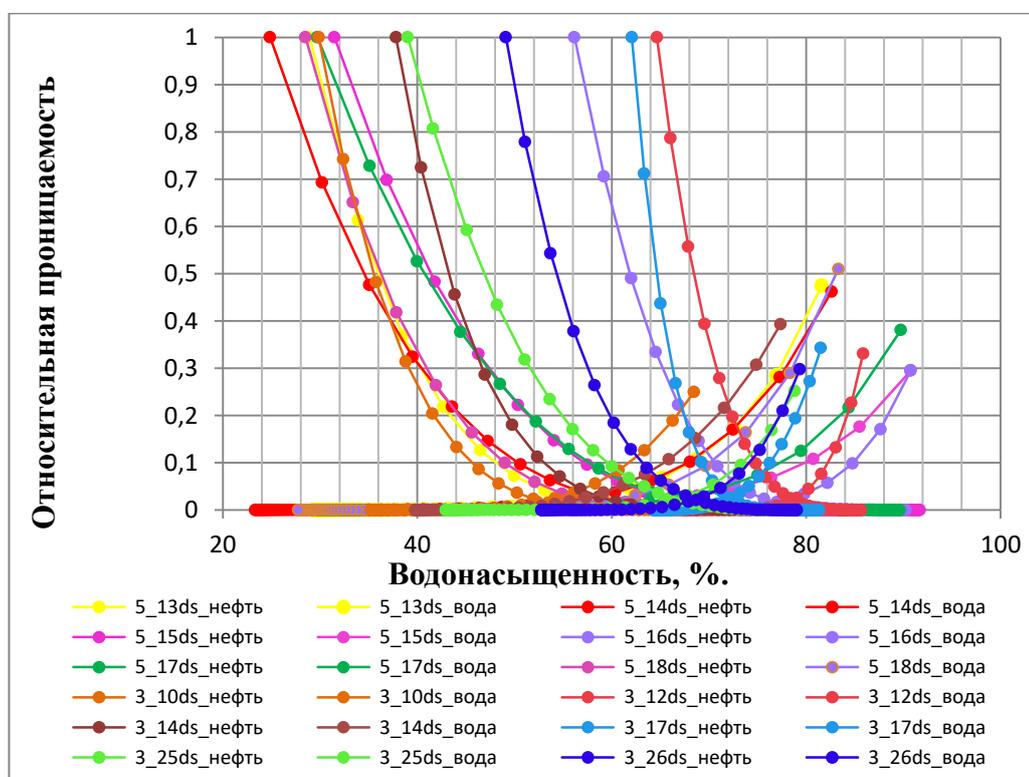


Рисунок 2.4.5- Относительные фазовые проницаемости нефти и воды. Шифр кривых– номер модели

Смачиваемость пород методом центрифугирования. Определение показателя смачиваемости было выполнено по методу Амотта. Индекс смачиваемости был рассчитан по кривым полученным после проведения вторичного дренирования и пропитки (таблица 2.4.3)

Таблица 2.4.2 Результаты определения индекса смачиваемости

Образец	Скважина	Глубина, м	Пористость, %	Kg, мД	Swi (д.ед.)	USBM индекс	Amott индекс
10ds	3	1433,56	17,1	99,07	0,275	0,334	0,129
12ds	3	1434,13	19,6	100,10	0,616	0,771	0,255
14ds	3	1434,44	25,1	140,22	0,346	0,170	0,040
17ds	3	1435,97	23,2	52,16	0,594	0,219	0,054
18ds	3	1436,12	17,2	8,43	0,559	0,453	0,143
19ds	3	1436,36	17,9	47,65	0,604	0,329	0,066
25ds	3	1438,60	17,5	190,61	0,367	0,994	0,359
26ds	3	1438,90	14,8	188,65	0,459	0,740	0,262
13ds	5	1418,03	12,06	282,48	0,299	-0,025	0,035
14ds	5	1420,23	28,77	120,09	0,219	0,127	0,01
15ds	5	1420,42	26,33	13,69	28,93	0,097	0,027
16ds	5	1420,68	20,35	3,45	50,99	0,292	0,093
17ds	5	1421,44	14,61	11,52	28,05	0,278	0,063
18ds	5	1421,55	19,1	167,14	0,274	0,073	0,029

По результатам лабораторных анализов смачиваемости методом центрифугирования по индексу USBM смачиваемость находится в диапазоне (-0,025)-0,994 т.е. от гидрофильной до гидрофобной, а по индексу Amott в диапазоне 0,01-0,359 все образцы в гидрофильном .

Выводы: Сопоставление пористости с проницаемостью, полученную на образцах горизонта демонстрирует М-II слабую связь, в связи с разнообразием литотипов, т.е. с присутствием гравелитов в образцах. По результатам анализов принятое граничное значение для пористости $K_p \text{ гран} = 0,11$ д.ед. и для проницаемости $K_{пр \text{ гран}} = 1$ мД.

По связям Ков-Кп, Ков-Кпр можно увидеть зависимость песчаников от пористости, а для гравелитов такая связь отсутствует. При сопоставлении с проницаемостью литотип не имеет значения.

По данным фазовых проницаемостей для чистых песчаников равный приток нефти и воды при водонасыщенности в диапазоне 56-70%, в среднем 65% и для гравелитов 70-80% в среднем 75%, т.е. граничное значение нефтенасыщенности изменяется от 25-40% и принято граничное значение $K_{нг \text{ гр}} = 0,40$ д.ед.

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

По состоянию на 02.01.2021 года по месторождению Бухарсай утвержден подсчет запасов нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2329-21-У от 30.06.2021 года).

Всего по месторождению геологические/ извлекаемые запасы нефти составили 3332 (1218) тыс.т, из них на категорию C_1 приходится 3108/ 1175 тыс.т или 93,3%, на категорию C_2 – 224/ 43 тыс.т или 6,7%.

Основные извлекаемые запасы промышленной категории C_1 сосредоточены в залежи М-II – 96,5% (1155 тыс.т) от всех подсчитанных по этой категории, разрабатываемой двумя недропользователями АО «ПКР» и ТОО «Саутс Ойл».

Извлекаемые запасы по категории C_2 оценены в северной части залежи М-II (территория АО «ПКР»), которые составили 3,5% (43 тыс.т).

В пределах контрактной территории АО «ПКР» геологические/ извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 1944/ 709 тыс.т или 62,5% от подсчитанных по этой категории, по категории C_2 составили 224/ 43 тыс.т. Из них 1723/ 689 тыс.т приходится на залежь М-II.

По контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» по категории C_1 геологические/ извлекаемые запасы составили 1164/ 466 тыс.т или 37,5%.

Геологические/ извлекаемые запасы растворенного газа по залежам в целом составили 97/ 30,5 млн.м³, из них на категорию C_1 приходится – 92/ 29,5 млн.м³, на категорию C_2 – 5/ 1 млн.м³.

В таблице 2.5.1 представлены начальные и остаточные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа.

В целом по залежи М-II, оцененной по категории C_1 , с учетом накопленной добычи нефти на 01.06.2021 г. равной 182,52 тыс.т и растворенного газа 4,27 млн. м³ остаточные извлекаемые запасы нефти равны 992,48 тыс. т и растворенного газа 25,23 млн. м³ (табл. 2.5.1).

По контрактной территории АО «ПКР» остаточные извлекаемые запасы нефти составили 568,905 тыс. т и растворенного газа 15,70 млн. м³.

По контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» остаточные извлекаемые запасы нефти составили 423,59 тыс. т и растворенного газа 9,53 млн. м³.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.06.2021 г.

Горизонт	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Ср. взвеш. нефтенасыщен. толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	Плотность нефти в поверхностных условиях г/см ³	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Начал. геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти, тыс.т на 01.06.2021г.	Остаточные запасы нефти, тыс. т.		Газо содержание, м ³ /т	Начал. запасы растворенного газа, млн.м ³		Добыча раств. газа, млн. м ³ на 01.06.2021г.	Остаточные запасы раствор. газа, млн.м ³	
														геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
АО "ПКР"																					
М-0	C ₁	НВ	769	1,4	1077	0,19	0,44	0,783	0,903	64	0,156	10				44,1	3	0,4			
		всего	769	1,4	1077					64		10					3	0,4			
М-II	C ₁	Н	624	14,5	9057	0,19	0,58	0,792	0,900	711	0,419	298				24,1	17	7,2			
		НВ	1784	7,9	14090	0,18	0,56	0,792	0,900	1012	0,386	391				24,1	24	9,4			
		всего	2408	9,6	23147					1723		689	140,11	1582,89	548,43		41	16,6	2,60	38,40	14,00
	C ₂	НВ	1058	2,9	3121	0,18	0,56	0,792	0,900	224	0,193	43				24,1	5	1,0			
		всего	1058	2,9	3121					224		43				5	1,0				
PZ	C ₁	Н	882	2,7	2387	0,10	0,86	0,778	0,777	124	0,065	8				130,6	16	1,0			
		НВ	439	1,4	635	0,10	0,86	0,778	0,777	33	0,060	2				130,6	4	0,3			
		всего	1321	2,3	3022					157		10					20	1,3			
Итого по АО "ПКР"	C ₁	4498	6,1	27246						1944	0,365	709	140,11	1803,89	568,89		64	18,3	2,60	61,40	15,70
	C ₂	1058	2,9	3121						224	0,193	43				5	1,0				
ТОО "Саутс Ойл"																					
М-II	C ₁	Н	340	16,6	5649	0,18	0,59	0,792	0,900	428	0,421	180				24,1	10	4,3			
		НВ	1114	9,0	10039	0,21	0,49	0,792	0,900	736	0,388	286				24,1	18	6,9			
		всего	1454	10,8	15688					1164		466	42,41	1121,59	423,59		28	11,2	1,67	26,33	9,53
Итого по ТОО "Саутс Ойл"										1164		466	42,41	1121,59	423,59		28	11,2	1,67	26,33	9,53
М-II в целом	C ₁	3862	10,1	38835						2887	0,400	1155	182,52	2704,48	972,02		69	27,8	4,27	64,73	23,53
	C ₂	1058	2,9	3121						224	0,193	43				5	1,0				
В целом по месторождению:	C ₁	5952	13,5	42934						3108	0,378	1175	182,52	2925,48	992,48		92	29,5	4,27	87,73	25,23
	C ₂	1058	6,9	3121						224	0,193	43				5	1,0				

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

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

С целью определения первоначальных фильтрационных параметров продуктивности скважин, энергетического состояния продуктивных горизонтов, состояния призабойных зон скважин и определения гидродинамической связи между скважинами на месторождении Бухарсай были выполнены гидродинамические исследования скважин методом КВД и МУО, а также замеры пластовых и забойных давлений, статических и динамических уровней жидкости. Исследования проводились силами компании «СНЕС». Полученные данные интерпретировались с помощью таких специализированных программных продуктов, как «WellTest», «Saphir».

Контрактная территория АО «ПККР».

На контрактной территории АО «ПККР» ГДИС проведены в скважинах № 2 – 2 исследования (1 исследование на горизонте PZ, 1 исследование на горизонте M-0), №5, №6, №7, №23.

На месторождении выделено 3 объекта из них 2 основных объекта разработки и 1 возвратный объект. Все объекты работают на естественном водонапорном режиме.

В целом по контрактной территории были проведены следующие виды исследований:

- методом установившихся отборов (МУО) – 2 исследования в скважинах 5 и 7.
- методом неуставившихся отборов (КВД, КСД) – 4 исследования в скважинах 2, 6, 23.

Недропользователем АО «ПККР» в целях проведения гидродинамических исследований без остановки добывающих скважин и потери добычи нефти были проведены исследования методом кривой стабилизации давления (КСД), при вводе новых скважин после освоения, запуска скважин после простоя и ПРС по результатам которых были получены аналогичные параметры, как при исследовании методом кривой восстановления давления (КВД).

Основные исследования проведены на I объекте. На II и III объекте пробурено 2 скважины №2 и №10.

I объект. Эксплуатация объекта ведется на естественном водонапорном режиме.

Гидродинамические исследования проводились в 4 скважинах: в двух скважинах в 2019 г. - МУО, в двух скважинах в 2021 г. – КСД. Исследования проводились сразу после

бурения скважин. По результатам исследований экстраполированное пластовое давление варьирует в диапазоне 7,8-9,9 МПа, проницаемость по нефти изменяется в диапазоне от 425 до 936,5 мДа. Скин-фактор в 3 скважинах из 4 имеет положительное значение, что говорит о загрязнённости призабойной зоны скважины. Так как замеры проводились после бурения, это может быть связано с плохим качеством бурового раствора или буферного, который используется для промывки ствола скважины после бурения.

II объект. На объекте пробурено 2 скважины №2 и №10. Исследования проводились на скважине №2, скважина №10 находится в ожидании освоения после бурения. По результатам исследований экстраполированное пластовое давление составило 10,7 МПа, проницаемость по нефти – 0,73 мДа. Скин-фактор имеет отрицательное значение и равно «-5,3».

III объект - возвратный. Эксплуатация объекта начнется после полной выработки II объекта. По результатам исследований экстраполированное пластовое давление составило 11,3 МПа, проницаемость по нефти – 2,94 мДа. Скин-фактор имеет отрицательное значение и равно «-5,1».

В таблице 3.1.1 представлены результаты замеров пластового давления глубинным манометром.

Таблица 3.1.1 – Результаты замеров пластового давления глубинным манометром на территории АО «ПКР»

Скв.	Горизонт	Дата	Глубина замера, м	Пластовое давление, МПа
I объект				
3	М-II	04.10.2017	1420	8,0
3	М-II	07.10.2017	1420	8,0
5	М-II	25.08.2018	1405	8,3
7	М-II	15.10.2018	1425	8,2
5	М-II	30.03.2019	1345	10,1
11	М-II	03.07.2019	1408	8,0
11	М-II	15.10.2019	1400	8,1
22	М-II	14.11.2020	1410	8,4
23	М-II	26.11.2020	1406	8,4
21	М-II	22.12.2020	1402	8,2
24	М-II	24.02.2021	1409	8,1
II объект				
2	PZ	06.01.2021	1059	7,4
2	PZ	30.01.2021	1087	10,2
2	PZ	11.06.2013	1055	9,3
2	PZ	24.11.2017	1059	10,5
2	PZ	27.06.2018	1059	10,4
2	PZ	28.10.2019	1059	10,5
2	PZ	23.02.2020	1059	10,5
2	PZ	15.06.2020	1059	10,4
2	PZ	15.10.2020	1059	10,5

В таблицах 3.1.2 приведены начальные параметры пластов по результатам первоначальных гидродинамических исследований, взятые из отчетов ГДИС.

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований скважин

Наименование	Объект	II	III	I			
	Скважина	2	2	5	6	7	23
	Год	2021	2021	2019	2021	2019	2021
	Метод	КВД	КВД	МУО/КВД	КСД	МУО/КВД	КСД
	Горизонт	PZ	M-0	M-II	M-II	M-II	M-II
Экстраполированное давление, МПа	10,729	11,276	8,1191	7,836	8,2408	8,16568	
Забойное давление, Мпа	1,047	-	-	-	-	-	
Дебит нефти, м ³ /сут	2,4	-	106,73	-	92,78	-	
Дебит жидкости, м ³ /сут	3,2	-	109,85	-	93,03	-	
Обводненность, %	26	-	2,73	-	0,29	-	
Проницаемость по нефти, мДа	0,73	2,94	618,6	533	936,5	425	
Проницаемость по воде, мДа	0,15	-	-	-	-	-	
Проводимость пласта к*h, мДа*м	2,2	-	8413	9600	8428,6	1700	
Подвижность флюида в пласте, мДа/мПа*сек	0,14	-	370,4	-	478,5	-	
Скин-фактор	-5,3	-5,07	+0,5	+1,69	-1,76	+1,65	
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/КПа ²	-	-	0,18	-	0,19	-	
Максимальный потенциальный дебит, м ³ /сут	-	-	1435,8	-	1532	-	

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»

На контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» ГДИС проведено в скважине № 67 и 61 исследование методом МУО. На месторождении выделен 1 объект разработки. Объект работает на естественном водонапорном режиме.

В таблицах 3.1.3 приведены начальные параметры пластов по результатам первоначальных гидродинамических исследований, взятые из отчетов ГДИС.

Таблица 3.1.3 – Результаты гидродинамических исследований скважин на территории ТОО «Саутс Ойл»

Наименование	Объект	I	I
	Скважина	67	61
	Год	2020	2021
	Метод	МУО	МУО
	Горизонт	М-П	М-П
Экстраполированное давление, МПа		9,90	10,10
Забойное давление, Мпа		-	-
Дебит нефти, м ³ /сут		-	-
Дебит жидкости, м ³ /сут		-	-
Обводненность, %		-	-
Проницаемость по нефти, мДа		-	4,20
Проницаемость по воде, мДа		-	-
Проводимость пласта к*h, мДа*м		-	-
Подвижность флюида в пласте, мДа/мПа*сек		-	-
Скин-фактор		+4,3	+5,3
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/КПа ²		0,55	0,55
Максимальный потенциальный дебит, м ³ /сут		203,827	-

В целом по месторождению Бухарсай:

Всего по территории ПККР было проведено 25 замера пластового давления в 10 скважинах (из них 15 замеров в 9 скважинах по I объекту, 8 замеров в 1 скважине по II объекту, 1 замер по III возвратному объекту); 1 замер забойного давления на I объекте; 325 замеров статистического уровня в 7 скважинах все на I объекте; 209 замеров динамического уровня в 8 скважинах на I объекте.

Количество замеров представлено в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – Количество замеров за отчетный период по объектам

Горизонт	Замеры пластового давления		Замеры забойного давления		Замеры статического уровня		Замеры динамического уровня		КДВ		МУО		КСД	
	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.	КОЛ-ВО СКВ.	КОЛ-ВО ЗАМ.
М-II	9	15	1	1	7	325	8	209	2	2	4	4	2	2
PZ	1	10	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0
М-0														
Итого	10	25	1	1	7	325	8	209	3	4	4	4	2	2

Для характеристики энергетического состояния построены карты изобар по состоянию на дату отчета. Карты изобар построены только по I объекту. Начальное пластовое давление было принято равным 9,1 МПа для I объекта, 9,9 МПа для II объекта, 11,3 МПа для III.

В таблице 3.1.5 представлены результаты исследований скважин и пластов.

Таблица 3.1.5 – Результаты ГДИС и прямых замеров.

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв	изм		
1	2	3	4	5
<i>Горизонт М-II</i>				
Начальное пластовое давление (ВНК), МПа	8	14	7,84-10,16	9,1
Дебит нефти, м ³ /сут	8	212	110,12-354	88,99
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/КПа ²	2	2	0,18-0,19	0,185
Проницаемость по нефти, мДа	4	4	425-936,5	628,275
Проводимость пласта к*h (мДа*м)	4	4	1700-9600	7035,4
Подвижность флюида в пласте (мДа/мПа*сек)	2	2	370,4-478,5	424,25
Скин-фактор	4	4	-1,76 - +4,3	0,52
<i>Горизонт PZ</i>				
Начальное пластовое давление (ВНК), МПа	1	1	7,4-10,73	9,9
Дебит нефти, м ³ /сут	1	1	2,4	2,4
Проницаемость по нефти, мДа	1	1	0,73	0,73
Проводимость пласта к*h (мДа*м)	1	1	2,2	2,2
Подвижность флюида в пласте (мДа/мПа*сек)	1	1	0,14	0,14
Скин-фактор	1	1	-5,3	-5,3
<i>Горизонт М-0</i>				
Начальное пластовое давление (ВНК), МПа	1	1	11,276	11,3
Дебит нефти, м ³ /сут	1	1	-	-
Проницаемость по нефти, мДа	1	1	2,94	2,94
Проводимость пласта к*h (мДа*м)	1	1	-	-
Подвижность флюида в пласте (мДа/мПа*сек)	1	1	-	-
Скин-фактор	1	1	-5,07	-5,07

Динамика изменений давлений не прослеживается, в связи с этим не отражена в таблице.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Пробная эксплуатация месторождения Бухарсай на территории АО «ПКР» проводилась в течение 10 месяцев в период с 20.08.2018 года по 09.06.2019 года, скважинами 3, 5, 6. Также, в течение 4 месяцев в период с 21.11.2021 года по 28.03.2021 года.

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

На месторождении Бухарсай по состоянию на 01.06.2021 г. пробурено 22 скважины. В эксплуатационном фонде 17 ед., из них в простое 16 скважин, 1 скважина в ожидании освоения после бурения. Ликвидировано по геологическим причинам 5 скважин.

В таблице 3.2.1 представлена характеристика фонда скважин месторождения по состоянию 01.01.2020 г.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Бухарсай по состоянию на 01.06.2021 г.

Категория скважин	Характеристика фонда скважин	Объект I		Объект II	Объект III	Количество скважин	
		ПККР	СО	ПККР	ПККР		
Фонд добывающих скважин	Пробурено	14	6	2		22	
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0		0	
	Всего	14	6	2		22	
	В том числе:						
	Действующие	0	0	0		0	
	из них фонтанные	0	0	0		0	
	ЭЦН	0	0	0		0	
	ШГН	0	0	0		0	
	Бездействующие	0	0	0		0	
	в простое	9 (3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24)	6 (61, 63, 64, 65, 66, 67)	1 (2)		16	
	В ожидании освоения после бурения	0	0	1 (10)	0	1	
	В консервации	0	0	0		0	
	Переведены под закачку	0	0	0		0	
	Переведены на другие объекты	0	0	0		0	
	Ликвидированные	5 (1, 4, 8, 9, 12)	0	0		5	

На дату составления отчета все скважины работают механизированным способом и эксплуатируются с помощью ЭЦН. Разработка осуществляется без ППД за счет естественной энергии залежи.

I объект. На данном объекте работают два недропользователя АО «ПККР» и ТОО «Саутс Ойл».

На территории АО «ПККР» всего объекту пробурено 14 скважин, эксплуатационный фонд составляет 9 скважин, все скважины в простое. Разработка осуществляется без ППД за счет собственной энергии пласта. Ликвидировано по геологическим причинам 5 скважин.

На территории ТОО «Саутс Ойл» пробурено 6 скважин, эксплуатационный фонд составляет 6 скважин, все скважины в простое. Разработка осуществляется без ППД.

II объект. Относится только к АО «ПККР». Пробуренный фонд данного объекта составляет 2 ед. - №2 и №10. В простое находится 1 скважина - №2 и 1 скважина в ожидании освоения после бурения - №10. Разработка осуществляется без ППД.

III объект – возвратный. На дату отчета на данном объекте пробурена 1 скважина и находится в простое - №2.

На рисунке 3.2.1 представлен график бурения пробуренных скважин.

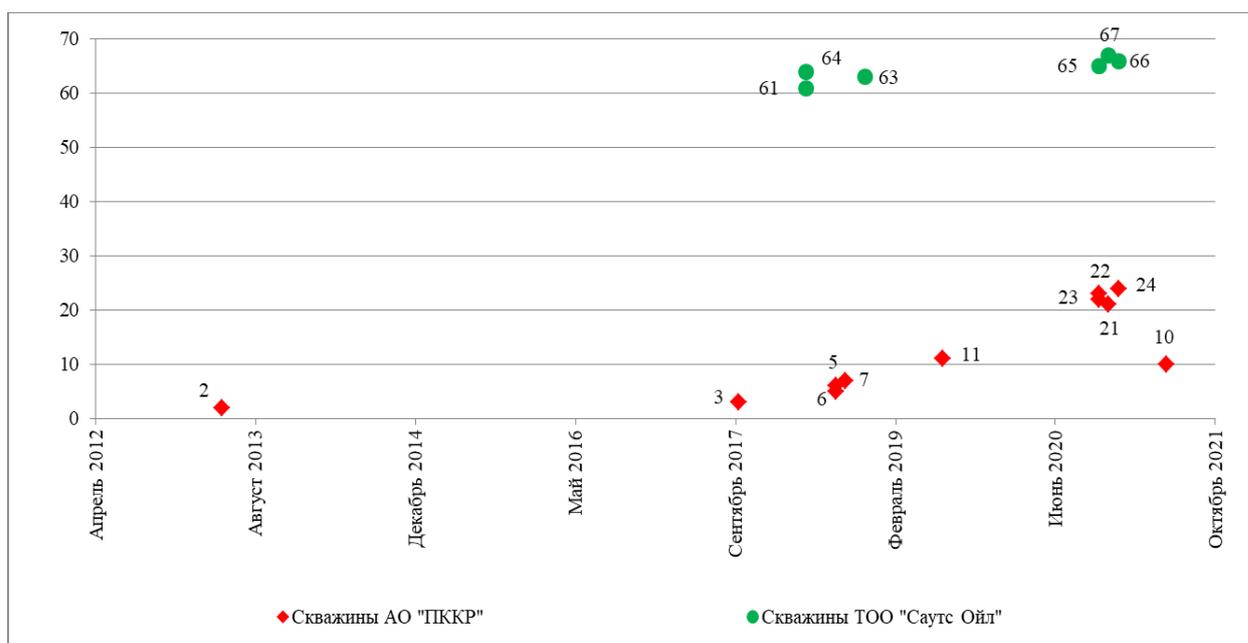


Рисунок 3.2.1 – График бурения пробуренных скважин.

Текущие дебиты нефти и жидкости

В таблицах 3.2.2 – 3.2.7 представлены распределения действующего эксплуатационного фонда скважин по дебиту нефти, жидкости и обводненности по двум недропользователям по состоянию на 01.06.2021 г.

Контрактная территория АО «ПККР».

Как видно из таблицы 3.2.2 максимальный дебит по нефти составляет 60,8 т/сут и 60,2 т/сут в скважинах 5 и 7 соответственно, минимальный дебит нефти в скважине 23 и 21 – 37,4 и 38,5 т/сут соответственно. Две скважины работают с дебитом нефти в диапазоне 40-50 т/сут, три скважины в диапазоне 50-60 т/сут.

Таблица 3.2.2 – Распределение фонда действующих скважин по дебиту нефти по состоянию на 01.06.2021 г. Контрактная территория ПККР.

Объект	Среднесуточный дебит по нефти, т/сут	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам дебитов нефти, т/сут						Итого
		37,4	38,5	40-50	50-60	60,2	60,8	
I	51,47	1 (23)	1 (21)	2 (22, 24)	3 (3, 6, 11)	1 (7)	1 (5)	9
по месторождению	51,47	1 (23)	1 (21)	2 (22, 24)	3 (3, 6, 11)	1 (7)	1 (5)	9
%		11,1	11,1	22,2	33,3	11,1	11,1	100

Из таблицы 3.2.3 очевидно, что минимальный дебит по жидкости 37,8 т/сут и 38,7 в скважине 23 и 21 соответственно, максимальный дебит жидкости в скважине 7 и 5 – 63,9 и 61,1 т/сут соответственно. Две скважины работают с дебитом по жидкости в диапазоне 40-50 т/сут, три скважины в диапазоне 50-60 т/сут.

Таблица 3.2.3 – Распределение фонда действующих скважин по дебиту жидкости по состоянию на 01.06.2021 г. Контрактная территория ПККР.

Объект	Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам дебитов жидкости, т/сут						Итого
		37,8	38,7	40-50	50-60	61,1	63,9	
I	51,35	1 (23)	1 (21)	2 (22, 24)	3 (3, 6, 11)	1 (5)	1 (7)	9
по месторождению	51,35	1 (23)	1 (21)	2 (22, 24)	3 (3, 6, 11)	1 (5)	1 (7)	9
%		11,1	11,1	22,2	33,3	11,1	11,1	100

В таблице 3.2.4 представлено распределение скважин по обводненности. Максимальная обводненность в скважине 7 – 5,7%, минимальная обводненность в скважине 22 – 0,27 %. Четыре скважины работают с обводненностью в диапазоне 0,3-1%, две скважины в диапазоне 1-2%, одна скважина в диапазоне 2-3%.

Таблица 3.2.4 – Распределение фонда действующих скважин по обводненности по состоянию на 01.06.2021 г. Контрактная территория ПККР.

Объект	Среднегодовая обводненность, %	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам обводненности, %					Итого
		0,27	0,3-1	1-2	2-3	5,69	
I	1,09	1 (22)	4 (3, 5, 11, 21)	2 (6, 23)	1 (24)	1 (7)	9
по месторождению	1,09	1 (22)	4 (3, 5, 11, 21)	2 (6, 23)	1 (24)	1 (7)	9
%		11,1	44,4	22,2	11,1	11,1	100

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл».

Как видно из таблицы 3.2.5 максимальный дебит по нефти составляет 64,9 т/сут в скважине 61, минимальный дебит нефти в скважине 65 – 4,8 т/сут соответственно. Одна скважина работают с дебитом нефти в диапазоне 5-10 т/сут, одна скважина в диапазоне 20-30 т/сут, две скважины в диапазоне 30-40 т/сут.

Таблица 3.2.5 – Распределение фонда действующих скважин по дебиту нефти по состоянию на 01.06.2021 г. Контрактная территория Саутс Ойл.

Объект	Среднесуточный дебит по нефти, т/сут	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам дебитов нефти, т/сут					Итого
		4,8	5-10	20-30	30-40	64,9	
I	26,1	1 (65)	1 (63)	1 (67)	2 (64, 66)	1 (61)	6
по месторождению	26,1	1 (65)	1 (63)	1 (67)	2 (64, 66)	1 (61)	6
%		16,7	16,7	16,7	33,3	16,7	100

Из таблицы 3.2.6 очевидно, что минимальный дебит по жидкости 9,6 т/сут в скважине 65, максимальный дебит жидкости в скважине 61 – 65,4 т/сут. Две скважины работают с дебитом по жидкости в диапазоне 20-30 т/сут, одна скважина в диапазоне 30-40 т/сут, одна скважина в диапазоне 40-50 т/сут.

Таблица 3.2.6 – Распределение фонда действующих скважин по дебиту жидкости по состоянию на 01.06.2021 г. Контрактная территория Саутс Ойл.

Объект	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам дебитов жидкости, т/сут					Итого
		9,6	20-30	30-40	40-50	65,4	
I	51,35	1 (65)	2 (67, 63)	1 (64)	1 (66)	1 (61)	6
по месторождению	51,35	1 (65)	2 (67, 63)	1 (64)	1 (66)	1 (61)	6
%		16,7	33,3	16,7	16,7	16,7	100

В таблице 3.2.7 представлено распределение скважин по обводненности. Максимальная обводненность в скважине 63 – 80%, минимальная обводненность в скважине 67 – 0 %. Одна скважина работают с обводненностью менее 1%, одна скважина в диапазоне 10-20%, одна скважина в диапазоне 30-40%, одна скважина 50-60%.

Таблица 3.2.7 – Распределение фонда действующих скважин по обводненности по состоянию на 01.06.2021 г. Контрактная территория Саутс Ойл.

Объект	Среднегодовая обводненность, %	Распределение фонда действующих скважин по различным диапазонам обводненности, %						Итого
		0	> 1	10-20	30-40	50-60	80	
I	8,25	1 (67)	1 (61)	1 (64)	1 (66)	1 (65)	1 (63)	6
по месторождению	8,25	1 (67)	1 (61)	1 (64)	1 (66)	1 (65)	1 (63)	6
%		16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	100

Технологические показатели разработки

В целом по месторождению на дату отчета было добыто нефти 186,35 тыс.т, жидкости 198,86 тыс.т, газа 4,35 млн. м³. Текущая обводненность 9,43%, выработанность запасов 15,86%, газовый фактор 25,09 м³/т. Текущий дебит по нефти 39,17 т/сут, по жидкости 43,25 т/сут.

В таблице 3.2.8 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала разведки.

Таблица 3.2.8 – Динамика основных показателей разработки

п/п	Показатели	ед. изм.	2017	2018	2019	2020	01.06.2021
1	Добыча нефти	тыс. т.	9,66	39,62	61,58	20,80	50,86
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	9,66	49,27	110,85	131,66	182,52
3	Выработанность запасов	%	6,10	31,15	13,37	15,88	15,53
4	Добыча газа	млн.м ³	0,27	0,93	1,30	0,58	1,28
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,27	1,20	2,49	3,07	4,35
6	Газовый фактор	м ³ /т	27,80	23,43	21,07	27,66	25,08
7	Добыча жидкости	тыс. т.	15,29	40,86	62,96	23,60	56,14
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	15,29	56,16	119,12	142,72	198,86
9	Обводненность	%	36,86	3,05	2,19	11,85	9,41
10	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	81,2	67,73	67,22	44,86	39,18
11	Средний дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	128,62	69,86	68,73	50,89	43,25
12	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	6,50	36,37	8,57	2,98	5,12
13	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	6,10	25,04	7,43	2,51	4,33
14	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	6,10	31,15	13,37	15,88	15,53
15	Текущий КИН	д.ед.	0,02	0,10	0,05	0,06	0,06
16	Фонд скважин на конец года	ед.	1	7	1	13	16
17	Бурение новых добывающих скважин	ед.	1	6	1	5	2

На рисунке 3.2.2 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала разведки.

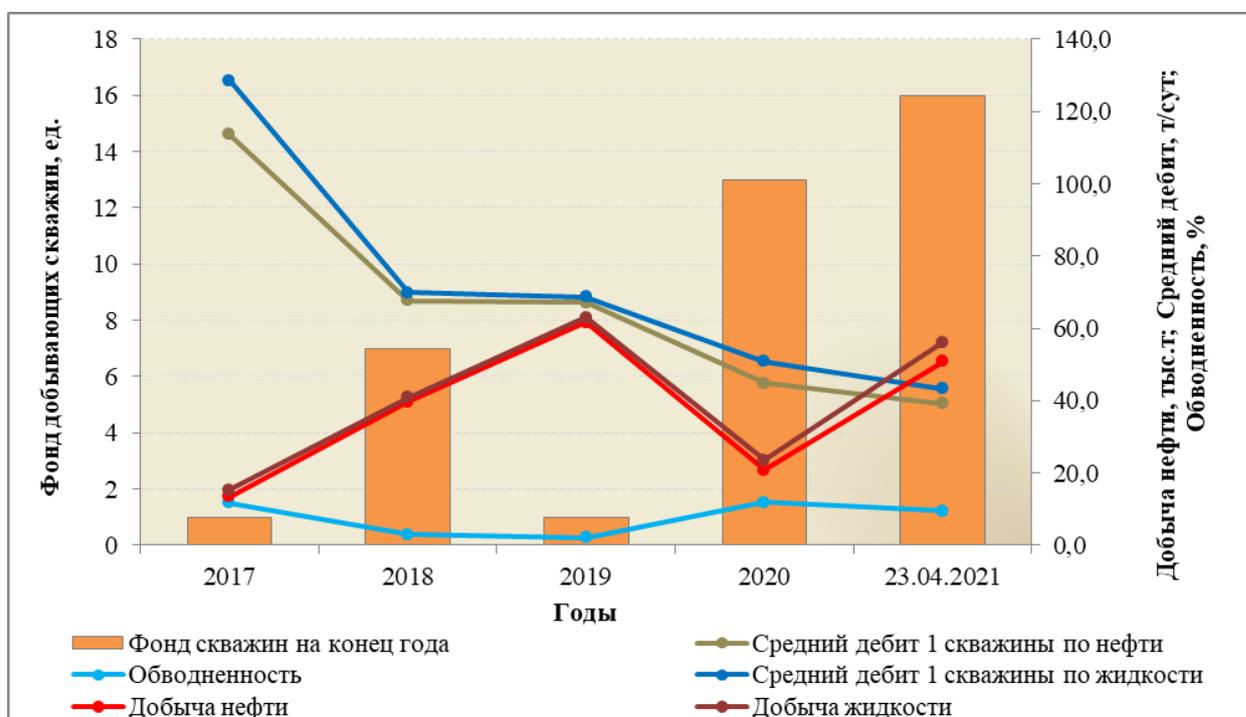


Рисунок 3.2.2 – Динамика основных показателей разработки.

Контрактная территория АО «ПККР»

За весь период разведки АО «ПККР» 2 раза находился пробной эксплуатации: первый период длился менее 10 месяцев с 20.08.2018 г по 09.06.2019 г., второй раз 4 месяца с 21.11.2020 г. по 28.03.2021 г.

В целом по контрактной территории АО «ПККР» на дату отчета было добыто нефти 140,11 тыс.т, жидкости 143,59 тыс.т, газа 2,60 млн. м³. Текущая обводненность 1,09%, выработанность запасов 20,30%, газовый фактор 16,16 м³/т. Текущий дебит по нефти 51,28 т/сут, по жидкости 51,85 т/сут.

В таблице 3.2.9 представлена динамика основных технологических показателей разработки по контрактной территории АО «ПККР», с начала разведки.

Таблица 3.2.9 – Динамика основных показателей разработки. Территория АО «ПККР».

п/п	Показатели	ед. изм.	2017	2018	2019	2020	01.06.2021
1	Добыча нефти	тыс. т.	9,66	29,58	58,08	10,98	31,80
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	9,66	39,23	97,32	108,29	140,10
3	Выработанность запасов	%	6,10	24,80	17,60	19,58	19,76
4	Добыча газа	млн.м ³	0,19	0,50	1,20	0,20	0,51
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,19	0,69	1,88	2,08	2,60
6	Газовый фактор	м ³ /т	19,68	16,85	20,60	18,09	16,15
7	Добыча жидкости	тыс. т.	11,51	30,07	58,62	11,17	32,153
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	11,51	41,57	100,19	111,36	143,51
9	Обводненность	%	16,08	1,63	0,91	1,69	1,32
10	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	81,21	71,28	71,35	52,58	51,30
11	Средний дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	96,77	72,47	72,00	53,48	51,98
12	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	6,50	24,86	12,75	2,47	5,59
13	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	6,10	18,70	10,50	1,98	4,49
14	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	6,10	24,80	17,60	19,58	19,76
15	Текущий КИН	д.ед.	0,02	0,08	0,06	0,07	0,07
16	Фонд скважин на конец года	ед.	1	4	1	8	10
17	Бурение новых добывающих скважин	ед.	1	3	1	3	2

На рисунке 3.2.3 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала разведки.

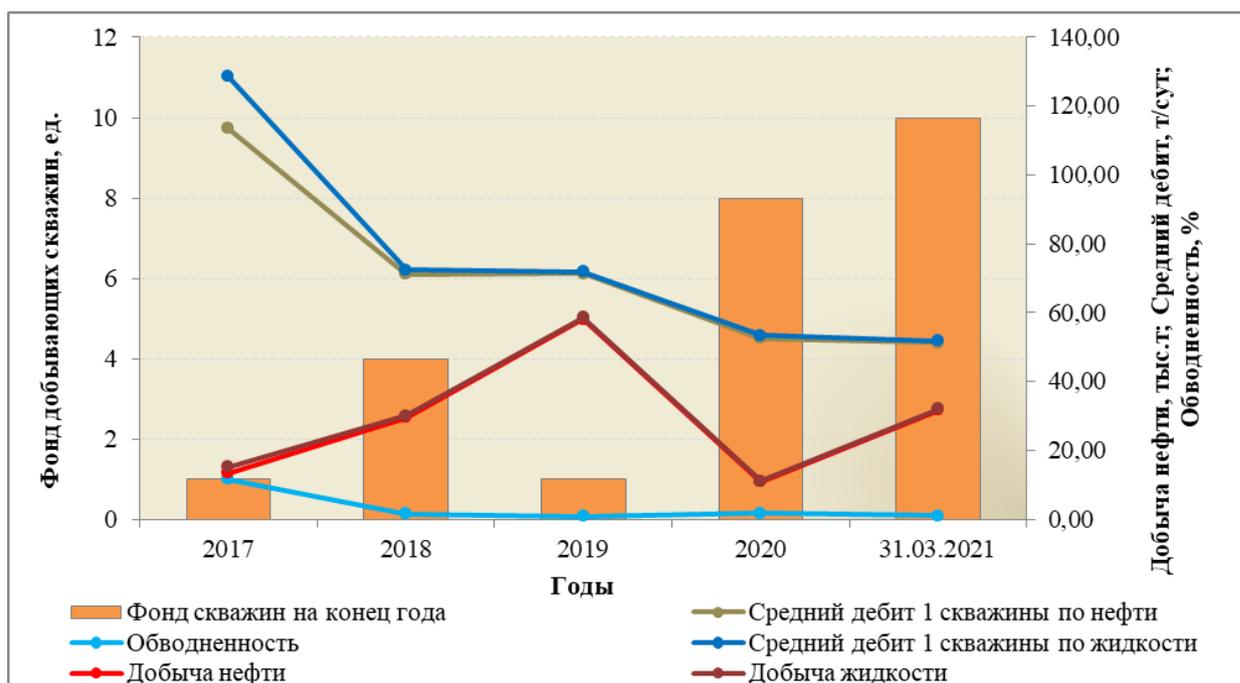


Рисунок 3.2.3 – Динамика основных показателей разработки.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»

ТОО «Саутс Ойл» находился в пробной эксплуатации 1 раз совместно с АО «ПМКР» в период 01.09.2020 г. по 01.06.2021 г.

В целом по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» на дату отчета было добыто нефти 42,41 тыс.т, жидкости 51,56 тыс.т, газа 1,67 млн. м³. Текущая обводненность 20,60%, выработанность запасов 9,10%, газовый фактор 40,0 м³/т. Текущий дебит по нефти 28,09 т/сут, по жидкости 35,38 т/сут.

В таблице 3.2.10 представлена динамика основных технологических показателей разработки по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл», с начала разведки.

Таблица 3.2.10 – Динамика основных показателей разработки. Территория ТОО «Саутс Ойл».

п/п	Показатели	ед. изм.	2017	2018	2019	2020	01.06.2021
1	Добыча нефти	тыс. т.	0	10,04	3,50	9,83	19,05
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	0	10,04	13,54	23,36	42,41
3	Выработанность запасов	%	0	6,35	4,90	8,46	9,10
4	Добыча газа	млн.м ³	0	0,43	0,10	0,38	0,76
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0	0,43	0,53	0,91	1,67
6	Газовый фактор	м ³ /т	0	42,84	29,00	38,35	40,00
7	Добыча жидкости	тыс. т.	0	10,80	4,34	12,44	23,99
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	0	10,80	15,14	27,57	51,56
9	Обводненность	%	0	7,01	19,50	20,98	20,60
10	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	0	59,05	34,27	38,54	28,09
11	Средний дебит 1 скважины по жидкости	т/сут	0	63,51	42,57	48,77	35,38
12	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	0	6,78	1,33	3,89	4,50
13	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	0	6,35	1,27	3,56	4,09
14	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	0	6,35	4,90	8,46	9,10
15	Текущий КИН	д.ед.	0	0,02	0,02	0,03	0,04
16	Фонд скважин на конец года	ед.	0	3	0	5	6
17	Бурение новых добывающих скважин	ед.	0	3	0	2	1

На рисунке 3.2.4 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала разведки.

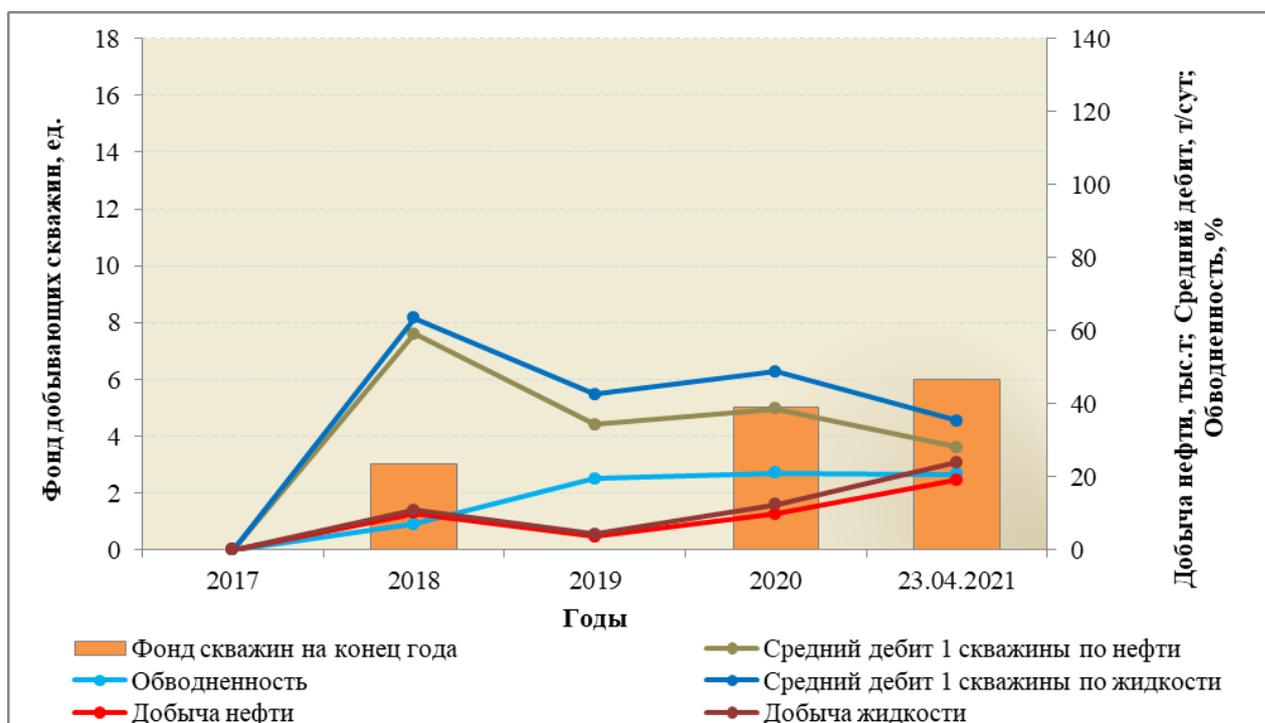


Рисунок 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки.

Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации

В отчете были проанализированы проектные и фактические показатели пробной эксплуатации в целом по месторождению и отдельно по недропользователям.

При сопоставлении проектных и фактических показателей пробной эксплуатации было выявлено отклонения по всем анализируемым годам.

В 2018 г. фактическая добыча нефти 39,6 тыс.т превысила проектную 19,8 тыс.т в 2 раза. Это связано с превышением фактического дебита нефти 67,7 т/сут против проектных 47,1 т/сут, а также низкой фактической обводненностью 3,0% при проектной 24,7%. Эксплуатационный фонд по факту составил 4 ед. при проектном 3 ед.

В 2019 г. фактическая добыча нефти составила 61,6 тыс.т при проектном значении 29,7 тыс.т. Причина превышения аналогичная предыдущему году: дебит нефти фактический 67,2 т/сут против 30 т/сут; обводненность фактическая 1,3% при проектной 28,26%.

2020 г. – фактическая добыча нефти 20,8 тыс.т при проектной 48,6 тыс.т. Дебит нефти 44,85 т/сут против проектного значения 37,8 тыс.т, обводненность на уровне проекта 13%. Основной причиной отставания добычи нефти даже при завышенных дебитах по нефти является отставание бурения новых скважин.

В таблице 3.2.11 представлено сопоставление проектных и фактических показателей.

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

п/п	Показатели	ед. изм.	2018		2019		2020		01.06.2021	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс. т.	19,80	39,62	29,70	61,58	48,60	20,80	43,30	50,86
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	29,50	53,12	59,20	114,70	159,15	135,50	202,45	186,36
3	Выработанность запасов	%	18,65	33,58	7,14	13,84	19,20	16,35	17,23	15,86
4	Добыча газа	млн.м ³	0,40	0,93	0,59	1,30	1,29	0,58	1,13	1,28
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,59	1,12	1,18	2,42	3,17	2,99	4,30	4,27
6	Газовый фактор	м ³ /т	20,00	23,43	20,00	21,07	26,44	27,66	26,10	25,08
7	Добыча жидкости	тыс. т.	26,30	40,86	41,40	62,67	55,90	23,89	54,80	56,14
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	41,59	56,16	82,99	118,83	138,89	142,72	193,69	198,86
9	Обводненность	%	24,71	3,04	28,26	1,74	13,06	12,94	20,98	9,41
10	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	47,10	67,73	30,00	67,22	37,80	44,85	28,60	39,18
11	Средний дебит 1 скважины по жидкости		62,60	69,86	41,90	68,41	43,40	51,51	36,10	43,25
12	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	15,38	37,70	3,86	8,62	7,26	3,00	4,45	5,14
13	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	12,52	25,04	3,58	7,43	5,86	2,51	3,69	4,33
14	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	18,65	33,58	7,14	13,84	19,20	16,35	17,23	15,86
15	Текущий КИН	д.ед.	0,06	0,11	0,02	0,05	0,07	0,06	0,07	0,06
16	Эксплуатационный фонд скважин	ед.	3	4	3	1	14	13	15	16
17	Ввод новых добывающих скважин	ед.	2	3	0	1	6	5	1	3

В 2021 г. добыча по факту составила 50,86 тыс.т при проектном значении 43,3 тыс.т. Превышение связано с превышением фактического дебита по нефти который составил 39,17 т/сут при проектном значении 28,6 т/сут.

Контрактная территория АО «ПКР»

При сопоставлении проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по контрактной территории АО «ПКР» были выявлены отклонения по всем анализируемым годам.

В таблице 3.2.12 представлено сопоставление проектных и фактических показателей.

Таблица 3.2.12 – Сравнение проектных и фактических показателей

п/п	Показатели	ед. изм.	2018		2019		2020		31.03.2021	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс. т.	19,80	29,58	29,70	58,08	35,10	10,98	29,10	31,80
	за период разведки	тыс. т.		7,83		25,42		0,00		0,02
	за период пробной эксплуатации	тыс. т.	19,80	21,75	29,70	32,66	35,10	10,98	29,10	31,78
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	29,50	39,23	59,20	97,32	132,40	108,29	161,50	140,10
3	Выработанность запасов	%	18,65	24,80	10,71	17,60	23,94	19,58	22,78	19,76
4	Добыча газа	млн.м ³	0,40	0,50	0,59	1,20	0,95	0,20	0,78	0,51
	за период разведки	млн.м ³		0,16		0,79		0,00		0,00
	за период пробной эксплуатации	млн.м ³	0,40	0,34	0,59	0,40	0,95	0,20	0,78	0,51
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,59	0,69	1,18	1,88	2,83	2,08	3,61	2,60
6	Газовый фактор	м ³ /т	20,00	16,85	20,00	20,60	27,01	18,09	26,80	16,15
7	Добыча жидкости	тыс. т.	26,30	30,07	41,40	58,62	37,00	11,17	32,90	32,153
	за период разведки	тыс. т.		7,93		25,73		0,00		0,073
	за период пробной эксплуатации	тыс. т.	26,30	22,13	41,40	32,89	37,00	11,17	32,90	32,08
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	37,80	41,57	79,20	100,19	137,20	111,36	170,10	143,51
9	Обводненность	%	24,71	1,63	28,26	0,91	5,14	1,69	11,55	1,32
10	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	47,10	71,28	30,00	71,35	45,80	52,58	32,20	51,30
11	Средний дебит 1 скважины по жидкости	т/сут		72,47		72,00	48,30	53,48	36,30	51,98
12	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	15,38	24,86	6,01	12,75	8,35	2,47	5,32	5,59
13	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	12,52	18,70	5,37	10,50	6,35	1,98	4,10	4,49
14	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	18,65	24,80	10,71	17,60	23,94	19,58	22,78	19,76
15	Текущий КИН	д.ед.	0,06	0,08	0,04	0,06	0,08	0,07	0,08	0,07
16	Эксплуатационный фонд скважин	ед.	3	4	3	1	8	8	9	10
17	Ввод новых добывающих скважин	ед.	2	3	0	1	3	3	1	2

В 2018 г. фактическая добыча нефти в период пробной эксплуатации 21,75 тыс.т незначительно превысила проектную 19,8 тыс.т. Это связано с превышением фактического дебита нефти 71,28 т/сут против проектных 47,1 т/сут, а также низкой фактической обводненностью 1,63% при проектной 24,7%. Эксплуатационный фонд по факту составил 4 ед. при проектном 3 ед.

В 2019 г. фактическая добыча нефти составила 32,66 тыс.т при проектном значении 29,7 тыс.т. Причина превышения аналогичная предыдущему году: дебит нефти фактический 71,35 т/сут против 30 т/сут; обводненность фактическая 0,91% при проектной 28,26%, при эксплуатационном фонде 1 единица против проектного значения 3 единицы.

2020 г. – фактическая добыча нефти 10,98 тыс.т при проектной 35,10 тыс.т. Дебит нефти 52,58 т/сут против проектного значения 45,80 тыс.т, фактическая обводненность ниже проектного и составила 1,69%, при проекте 5,14%. Основной причиной отставания добычи нефти даже при завышенных дебитах по нефти является отставание бурения новых скважин, т.е. все проектные скважины были пробурены в конце года.

В 2021 г. добыча по факту составила 31,79 тыс.т при проектном значении 29,1 тыс.т, фактический дебит по нефти составил 51,30 т/сут при проектном значении 32,20 т/сут, фактическая обводненность равна 1,32% против проекта 11,55%. Эксплуатационный фонд составил 10 скважин, при проектных 9 скважинах.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»

При сопоставлении проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» были выявлены отклонения по всем анализируемым годам.

2020 г. – фактическая добыча нефти 10,12 тыс.т при проектной 13,50 тыс.т. Дебит нефти 39,67 т/сут против проектного значения 25,10 тыс.т, фактическая обводненность ниже проектного и составила 20,53%, при проекте 28,57%. Основной причиной отставания добычи нефти даже при завышенных дебитах по нефти является отставание бурения новых скважин, вместо проектных 3 скважин было пробурено 2 скважины.

В 2021 г. добыча нефти по факту составила 19,05 тыс.т при проектном значении 14,20 тыс.т, фактический дебит по нефти составил 28,09 т/сут при проектном значении 23,10 т/сут, фактическая обводненность равна 20,60% против проекта 35,15%. Эксплуатационный фонд составил 6 скважин, при проектных 6 скважинах.

В таблице 3.2.13 представлено сопоставление проектных и фактических показателей.

Таблица 3.2.13 – Сравнение проектных и фактических показателей

п/п	Показатели	ед. изм.	2020		01.06.2021	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти	тыс. т.	13,50	10,12	14,20	19,05
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т.	26,75	23,36	40,95	42,41
3	Выработанность запасов	%	9,69	8,46	8,79	9,10
4	Добыча газа	млн.м ³	0,34	0,38	0,35	0,76
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	1,36	0,91	1,71	1,67
6	Газовый фактор	м ³ /т	25,19	37,25	24,65	40,00
7	Добыча жидкости	тыс. т.	18,90	12,73	21,90	23,99
8	Накопленная добыча жидкости	тыс. т.	33,75	27,58	55,65	51,56
9	Обводненность	%	28,57	20,53	35,15	20,60
10	Средний дебит 1 скважины по нефти	т/сут	25,10	39,67	23,10	28,09
11	Средний дебит 1 скважины по жидкости		35,20	49,92	35,90	35,38
12	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%	5,42	3,80	3,34	4,50
13	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%	4,89	3,67	3,05	4,09
14	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	9,69	8,46	8,79	9,10
15	Текущий КИН	д.ед.	0,03	0,03	0,04	0,04
16	Эксплуатационный фонд скважин	ед.	6	5	6	6
17	Ввод новых добывающих скважин	ед.	3	2	0	1

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Подсчет запасов был в 2021 г. по состоянию на 02.01.2021 г. Согласно проведенной оценке запасов УВ в целом по месторождению составляют:

Геологические запасы нефти C_1/C_2 – 3108/224;

Извлекаемые запасы нефти C_1/C_2 – 1175/43;

Геологические запасы газа C_1/C_2 – 92/5;

Извлекаемые запасы газа C_1/C_2 – 29,5/1.

В таблице 3.2.14 приведены данные выработанности запасов продуктивного горизонта М-II по недропользователям и в целом по месторождению.

Таблица 3.2.14 – Сведения о выработанности запасов нефти по состоянию на 01.06.2021 г.

Показатели	Ед.изм	АО «ПКРР»	ТОО «Саутс Ойл»	В целом по месторождению
Степень выработанности	%	19,8	9,1	15,53
Начальные геологические запасы	тыс. т	1944	1164	3108
Начальные извлекаемые запасы	тыс. т	709	466	1175
Накопленная добыча нефти	тыс. т	140,11	42,41	182,52
Остаточные геологические запасы	тыс. т	1803,89	1121,59	2925,48
Остаточные извлекаемые запасы	тыс. т	568,89	423,59	992,48

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Основным проектным технологическим документом на разработку месторождения является «Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай» и утвержденный

Центральным Комитетом по разведке и разработке Республики Казахстан (Протокол Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений УВ РК протокол №4/14 от 24.09.2020 г.). В настоящее время месторождение находится в простое.

С начала реализации проекта пробной эксплуатации на месторождении пробурено 7 добывающих скважин, из них 4 скважины на территории АО «ПКР» и 3 скважины на контрактной территории ТОО «Саутс Ойл».

Основные цели утвержденного «Проекта пробной эксплуатации месторождения Бухарсай»: определение добычных возможностей месторождения и сбор геолого-физической информации для составления полноценного подсчета запасов.

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

Учитывая геологическое строение месторождения Бухарсай, в качестве расчетной модели пласта для прогноза технологических показателей разработки использовалась модель послойно- и зонально-неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации (V^2).

Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Z(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F - суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A - доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной

неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения Бухарсай проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, $V_{п}^2$ – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, $V_{я}^2$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию, $\eta_{ср}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{ср.пр}$ – среднее значение проницаемости.

Послойная неоднородность определена на основе данных по проницаемости, определенной по результатам анализа кернового материалов для I эксплуатационного объекта составила $V_{п}^2=0,095$. По отложениям палеозоя исследований керна не было на дату отчета, но отобран из скважины 10. По горизонту М-0 керна не отбирался.

Значение параметра d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов по месторождению не определялся. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр принят равным 0,25 км.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров моделей месторождения производилась по результатам предыдущего периода разработки. При этом параметр $Q_0(t)$, фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, определяется по графику зависимости удельных отборов нефти $q(t)$, на одну введенную в работу скважину $n_0(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_{д(t)}$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_{д(t)}$, определяется из формулы:

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

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

$$QF_0(t) = \frac{QF_{д(t)}}{1 - q_f(t) / q_0(t)}$$

где $qf(t)$ и $QF_d(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_0 , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

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

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки - это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

На месторождении установлено 3 продуктивных горизонта, 2 основных объекта и 1 возвратный объект: в отложениях нижнего мела (горизонт М-II и М-0) и отложениях палеозоя (горизонт PZ).

I объект – М-II горизонт;

II объект – PZ горизонт;

III объект возвратный – М-0 горизонт.

Геолого-физические характеристики по горизонтам и залежам, рассматриваемые в данном проектном документе представлены в таблице 3.4.1.

С учетом последнего подсчета запасов на месторождении никаких изменений и дополнений по выделению эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов не выявлено.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики по залежам

п/п	Параметры	Объект		
		I (Горизонт М-II)	II (Горизонт PZ)	III (Горизонт М-0)
1	2	3	4	5
1	Средняя глубина залегания, м	1426	1422	1080
2	Тип залежи	пластовая сводовая	пластовая сводовая, тектонически экранированная	
3	Тип коллектора	Поровый	Трещинно-поровый	Поровый
4	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	4920	1321	769
5	Средняя общая толщина, м	26	13,2	45
7	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	15	4,7	2,6
8	Пористость, доли ед.	0,18	0,10	0,19
9	Средняя насыщенность нефтью (газом), д. ед.	0,57	0,86	0,44
10	Проницаемость, мкм ²	0,072	0,00096	0,00294
11	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,686	0,36	0,12
12	Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,7	3	5
13	Пластовая температура, °С	55,04	46,01	47,1
14	Пластовое давление, МПа	8,3	7,303	9,98
15	Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа×с	1,801	1,62	0,816
16	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,761	0,735	0,683
17	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,1111	1,1069	1,2877
18	Содержание серы в нефти, %	0,054	0,068*	0,054*
19	Содержание парафина в нефти, %	7,03	6,74*	7,03*
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	0,802	2,25	5,19
21	Газосодержание нефти, м ³ /т	24,1	44,06	130,6
23	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,045	-	1,054
26	<i>Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т на 02.01.2021 г.:</i>			
	в том числе: по категории C ₁	2887	124	64
	по категории C ₂	224	-	-
27	<i>Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т на 02.01.2021г.:</i>			
	в том числе: по категории C ₁	1155	10	10
	по категории C ₂	43	-	-
28	<i>Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.</i>			
	в том числе: по запасам категории C ₁	0,400	0,064	0,156
	по запасам категории C ₂	0,193	-	-

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [1], «Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и

нефтегазовых месторождений» [3], а также геолого-физических условий и текущего состояния разработки месторождения.

Для разработки месторождения были рассмотрены три расчётных вариантов для каждого отдельного объекта (участка разработки). Далее показатели разработки были поделены на двум недропользователям.

Ниже приведено подробной описание каждого рассмотренного варианта разработки для каждого недропользователя.

Контрактная территория АО «ПККР»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин за счет естественной энергии пласта. Максимальный фонд добывающих скважин составит 11 ед. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 10 скважин в период с 2022 по 2024 гг. В 2022 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающие и 2 нагнетательные скважины. В 2023 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающих и 2 нагнетательных. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Все скважины будут буриться на основной I объект. Максимальный фонд добывающих скважин составит 16 ед., фонд нагнетательных скважин - 5 ед. ППД предусмотрено только на I объекте. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г.

3 вариант предусматривает бурение скважин в количестве 8 ед. В 2022 г. предусмотрено бурение 3 скважин, из них 1 добывающая и 2 нагнетательные. В 2023 г. запланировано бурение 3 скважин, из них 1 добывающая скважина и 2 нагнетательные скважины. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Максимальный фонд скважин 14 ед., нагнетательных 5 ед. ППД предусмотрено на I объекте. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г. С 2036 по 2041 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин в количестве 6 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин под ППД после отработки на нефть в количестве 2 ед.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 1 добывающей скважины в 2022 г. Максимальный фонд добывающих скважин составит 7 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть.

3 вариант предусматривает бурение нагнетательных скважин в количестве 1 ед. в 2022 г. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть. С 2036 по 2041 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки. Территория АО «ПКР»

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	водонапорный		
Система размещения скважин	рядная		
Расстояние между скважинами, м	250x250	250x250	250x250
Плотность сетки, га/скв	19,6	14,3	15,5
Режим работы скважин:			
-добывающих, $R_{зab}$, МПа	$R_{зab} > R_{нас}$	$R_{зab} > R_{нас}$	$R_{зab} > R_{нас}$
-нагнетательных, $R_{наг}$, МПа	$R_{зab} < R_{гидр}$	$R_{зab} < R_{гидр}$	$R_{зab} < R_{гидр}$
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин:			
- добывающих	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	11/3	16/5	14/5
Ввод новых скважин из бурения:			
- добывающих, ед.	0	5	3
- нагнетательных, ед.	0	5	5
Принятый коэффициент компенсации			
закачкой отбора, %	100	100	100

Таблица 3.4.3 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки. Территория ТОО «Саутс Ойл»

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	водонапорный		
Система размещения скважин	рядная		
Расстояние между скважинами, м	500x500	500x500	500x500
Плотность сетки, га/скв	24,6	21,1	18,5
Режим работы скважин:			
-добывающих, Рзаб, МПа	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас
-нагнетательных, Рнаг, МПа	Рзаб<Ргидр	Рзаб<Ргидр	Рзаб<Ргидр
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин:			
- добывающих	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	6/2	7/2	6/4
Ввод новых скважин из бурения:			
- добывающих, ед.	0	1	0
- нагнетательных, ед.	0	0	2
Принятый коэффициент компенсации			
закачкой отбора, %	100	100	100

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

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

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

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

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований. На месторождении газосодержание очень низкое и анализируя текущие параметры работы скважин, забойное давление всегда будет поддерживаться выше давления насыщения.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 2 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 4.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются в связи с небольшим количеством скважин, предусмотренным к бурению.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Бухарсай по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.4.

Таблица 3.4.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам. Контрактная территория АО «ЛККР»

№ п/п	Параметры	I объект	II объект	III объект
		Горизонт М-П	Горизонт РZ	Горизонт М-0
1.	Плотность сетки скважин, га/скв	10	66,1	76,9
2.	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	3/1	-	-
3.	Коэффициент компенсации отборов, %	+/- 10% от годовых показателей коэффициента компенсации отбора закачкой указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта по объекту I		
4.	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения*	1,13	4,40	2,18
		1,02	1,16	1,33
5.	Отношение пластового давления к забойному давлению (максимальная депрессия), МПа*	1,11	1,65	3,77
		$\Delta P \leq 1$	$\Delta P \leq 4,4$	$\Delta P \leq 8,3$
6.	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т*	27,8	130,6	44,06
7.	Объемы добычи углеводородов, тыс. т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта		
8.	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	+/- 10% от годовых показателей объемов обратной закачки указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта по объекту I		
9.	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1, настоящего проекта		

Таблица 3.4.5 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам. Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»

№ п/п	Параметры	I объект
		Горизонт М-П
1.	Плотность сетки скважин, га/скв	21,1
2.	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	3/1
3.	Коэффициент компенсации отборов, %	+/- 10% от годовых показателей коэффициента компенсации отбора закачкой указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта по объекту I
4.	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения*	1,13
		1,02
5.	Отношение пластового давления к забойному давлению (максимальная депрессия), МПа*	1,11
		где $\Delta P \leq 1$
6.	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т*	27,8
7.	Объемы добычи углеводородов, тыс. т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
8.	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	+/- 10% от годовых показателей объемов обратной закачки указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта по объекту I
9.	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1, настоящего проекта

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.

В настоящей работе по всем вариантам разработки по I эксплуатационному объекту предусмотрено поддержание пластового давления путем закачки сточной воды через 5 нагнетательных скважин.

В качестве рабочего агента для заводнения рекомендуется использование собственной попутно-добываемой пластовых вод.

Физико-химический состав вод месторождения Бухарсай представлен в разделе 2.3.

К качеству рабочего агента предъявляются определенные требования, подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5. Также объем попутно добываемой воды, воды для закачки в нагнетательные скважины рассчитаны в главе 6.5 настоящего отчета.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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

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

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

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

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

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

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

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

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

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

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

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

- средний коэффициент продуктивности;
- соотношение коэффициентов подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;
- параметр влияния различия физических свойств нефти и агента;
- зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами проектной сетки;
- неоднородность скважин по коэффициенту продуктивности, прерывистости или доле неколлектора по площади обособленных слоев и пластов;
- шаг (линейный размер) хаотического изменения коллекторских свойств пластов;
- расчетная послойная неоднородность продуктивных пластов;
- коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта;
- предельная весовая доля агента в дебите жидкости скважины;

- средняя долговечность скважины;
- нефтеносная площадь;
- геологические запасы нефти;
- общий фонд скважин по проектной сетке;
- показатель интенсивности снижения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения;
- начальный максимальный амплитудный дебит, начальные извлекаемые запасы нефти, начальные извлекаемые запасы нефти на одну скважину.

По методике проектирования разработки «ТатНИПИнефть» коэффициент нефтеотдачи пластов для всех рассматриваемых вариантов разработки объектов месторождения Бухарсай с поддержанием пластового давления представляется в виде произведения трех коэффициентов:

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

K_1 - коэффициент сетки скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения;

K_3 - коэффициент использования подвижных запасов нефти;

Коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - K_3 показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти.

При этом коэффициент заводнения напрямую зависит от V^2 - расчетной постройной неоднородности пластов и расчетной предельной доли агента A , которая в свою очередь зависит от A_2 - весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

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

где

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

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

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

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

где A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин, равная 0,99 д. ед.;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях;

V^2 – расчётная послойная неоднородность пластов;

μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

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

μ_n – вязкость нефти, мПа·с;

μ_v – вязкость воды, мПа·с;

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по объектам с учетом их геологического строения и неоднородности.

Основные технологические показатели и характеристика основного фонда скважин по объектам эксплуатации, по рекомендуемому варианту разработки 1 представлены в разделе 4.1, по остальным вариантам (2, 3) в приложениях.

Расчет коэффициента извлечения нефти при реализации упругого режима эксплуатации производился по формуле:

$$K_{ин} = \Omega_{пл} \times \beta_* \times (P_{пл}^{нач} - P_0) \times \frac{\gamma_H^{пов}}{b},$$

где: $\Omega_{пл}$ – объем продуктивных пластов, м³;

β_* – коэффициент упругоёмкости пласта, 1/МПа;

$P_{пл}^{нач}$ – начальное пластовое давление, МПа;

P_0 – давление насыщения нефти газом, МПа;

$\gamma_H^{пов}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

b – объемный коэффициент нефти, м³/м³.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Для расчёта составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1) использовались следующие формулы:

$$k_1 = K_1^{1*} K_1^{11},$$

где K_1^1 – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$k_1^I = 1 - (h_{\text{Hmin}}/h_{\text{ВНЗ}})^2,$$

где h_{Hmin} – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (раздел 4.1);

$h_{\text{ВНЗ}}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

k_1^{II} – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

$$K_1^{\text{II}} = \exp(-m_p * S^I * W^2/d^2),$$

где m_p – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m > 3$, то $m_p = 1$, если $m = 6-8$, $m_p = 2$;

w^2 – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта – коллектора и пласта – неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I – площадь на одну скважину, км².

Принятые параметры W и d для определения коэффициента сетки скважин приведены в разделе 3.3.

Значения коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1), рассчитанные для рекомендуемого варианта, по эксплуатационным объектам с учетом геологического строения и неоднородности.

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта $K_v = K_1^I * K_1^{\text{II}} * K_2 = K_1 * K_2$.

где K_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой был рассчитан исходя из специальных анализов на керне, которые описаны в главе 2.4.

Обоснование количества резервных скважин

Бурение резервных скважин не предусмотрено.

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

Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа выполнен на основе технологических показателей разработки и нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения определены по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на строительство скважин, обустройства месторождения, строительство выкидных линий, водонагревательных линий и другое. Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин, реконструкцией объектов обустройства и удельных затрат, сложившихся за 2019-2020гг.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство 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 строительные-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин и нагнетательных скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на:

- обустройство проектных скважин;
- затраты на сопутствующее скважинное оборудование для увеличения нефтеотдачи;
- обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки. В составе капитальных вложений, также

учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) по утвержденному плану капитальных затрат на обустройство промысла. Проектная стоимость бурения скважины подсчитана в зависимости от глубины бурения и с учетом особенностей скважины (горизонтальная, вертикальная, с боковыми стволами). Исходя из специфики бурения стоимость 1 метра проходки для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - 133 365,0 тенге/м.п., для ТОО «САУТС-ОЙЛ» - 277 608,0 тенге/м.п. для эксплуатационной и нагнетательной скважин. Таким образом, стоимость строительства 1 (одной) скважины принята с учетом всех выше изложенных показателей. Продолжительность бурения и его окончания для каждой скважины определялось согласно нормативным данным по бурению. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран (СНГ) при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены. Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблицах 3.5.1.-3.5.2.

Таблица 3.5.1 - Техничко-экономические нормативы капитальных вложений для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3
Капитальные вложения		
<i>Строительство скважин</i>		
Средняя стоимость бурения вертикальной скважины	тыс.тенге/скв.	200 005
Средняя глубина эксплуатационной скважины	м.п..	1 500
Стоимость бурения 1 м проходки	тенге./м.п	133 365
Выбытие скважин	тыс.тенг./скв.	3 116
<i>Надземное строительство</i>		
Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тенге	7 661
Выкидные линии к добывающим скважинам 3"	тыс.тенге	5 226
Водонагнетательные линии к нагн-ным скважинам 4" 120атм и обустройство устья нагнет-ной скв. с подключением к ВРП	тыс.тенге	13 288
Расширение манифольда СП-1	тыс.тенге	9 936
ВРП	тыс.тенге	53 311
8" водовод высокого давления от БКНС до ВРП	тыс.тенге	71 343
Автомобильные дороги	тыс.тенге	7 051
ЛЭП к скважинам	тыс.тенге	1 828
КТП к скважинам	тыс.тенге	1 626
Замена выкидных линий скважин	тыс.тенге	10 452
Оборудование для ПАВ	тыс.тенге	80 000

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы капитальных вложений для ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3
Капитальные вложения		
<i>Строительство скважин</i>		
Средняя стоимость бурения вертикальной скважины	тыс.тенге/скв.	416 406
Средняя глубина эксплуатационной скважины	м.п..	1 500
Стоимость бурения 1 м проходки	тенге./м.п	278
Выбытие скважин	тыс.тенг./скв.	3 143
<i>Надземное строительство</i>		
Водонагнетательные линии к нагн-ным скважинам 4" 120атм и обустройство устья нагнет-ной скв. с подключением к ВРП	тыс.тенге	2 612
Расширение манифольда СП-1	тыс.тенге	8 800
8" водовод высокого давления от БКНС до ВРП	тыс.тенге	1 668
Автомобильные дороги	тыс.тенге	6 964
Замена выкидных линий скважин	тыс.тенге	10 452
Оборудование для ПАВ	тыс.тенге	80 000

Нормативы затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами за 2020г. и утвержденным Бюджетом АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» на 2021 год.

Нормативы, участвующие при определении эксплуатационных расходов, связанных с добычей и подготовкой нефти и газа, приведены в таблицах 3.5.3.-3.5.4.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции, рассчитывались по производственному методу в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов.

Таблица 3.5.3 – Нормативы эксплуатационных затрат и фискальный режим для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз»

Норматив	Единицы измерения	Значение
МРП - месячный расчетный показатель	тенге	3063
Количество баррелей нефти в тонне	bbl/тонна	7,5
Курс 1\$ USA на дату проведения расчета	тенге/\$	425
Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	0,9
Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс. тенге	6 162
Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс. тенге	7 266
Сырье и материалы	тыс. тенге/тонну	255
Услуги ГДИС	тыс. тенге/тонну	93,5
Услуги сервисных компаний	тыс. тенге/тонну	582
КРС/ПРС	тыс. тенге/скважину	811,75
Текущий ремонт и техобслуживание скважин	тыс. тенге/скважину	892,5
Работы и услуги произв.характера	тыс. тенге/тонну	8,5
Затраты на ПАВ	тыс. тенге/тонну	800
Страхование	тыс. тенге/чел	828,75
Отчисления на социальные программы	%, от инвестиций	1
Отчисления в ликвидационный фонд	%	1
Затраты на обучение и повышение квалификации	%, от затрат на добычу	1
НИОКР	%, от затрат на добычу	1
Социальный налог	%	11
Отчисления в пенсионный фонд	%	10
Индивидуальный подоходный налог	%	10
Корпоративный подоходный налог	%	20
НДС при покупке основных фондов	%	12
НДС при покупке товаров и услуг	%	12
НДС при реализации продукции на внутреннем рынке	%	12
Налог на имущество	%	1,5
Налог на сверхприбыль	%	по шкале
Налог на добычу полезных ископаемых	%	по шкале
Экспортная таможенная пошлина	тенге/тонну нефти	по шкале
Рентный налог на экспорт нефти	%	21

Таблица 3.5.4 – Нормативы эксплуатационных затрат и фискальный режим для ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Норматив	Единицы измерения	Значение
МРП - месячный расчетный показатель	тенге	3063
Количество баррелей нефти в тонне	bbl/тонна	7,5
Курс 1\$ USA на дату проведения расчета	тенге/\$	430
Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	0
Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс. тенге	1 680
Текущие расходы (ОС, ДЭС, АВТО)	тыс. тенге/тонну	0,516
Топливо	тыс. тенге/тонну	1,72
Услуги сервисных компаний	тыс. тенге/тонну	0,129
Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	тыс. тенге/скважину	5 031
Текущий ремонт и техобслуживание скважин	тыс. тенге/скважину	12,9
Затраты на ПАВ	тыс. тенге/тонну	800
НИОКР	% от СГД	1
Страхование	тыс. тенге/чел	12,9
Отчисления на социальные программы	тыс. тенге	34 400
Отчисления в ликвидационный фонд	%	1
Затраты на обучение и повышение квалификации	%	1
Социальный налог	%	11
Отчисления в пенсионный фонд	%	10
Индивидуальный подоходный налог	%	10
Корпоративный подоходный налог	%	20
НДС при покупке основных фондов	%	12
НДС при покупке товаров и услуг	%	12
НДС при реализации продукции на внутреннем рынке	%	12
Налог на имущество	%	1,5
Налог на сверхприбыль	%	по шкале
Налог на добычу полезных ископаемых	%	по шкале
Экспортная таможенная пошлина	тенге/тонну нефти	по шкале

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр, в данном проекте было рассмотрено 3 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин. Глубина скважин составляет 1500 м.

Описание вариантов описано в главе 3.4.2.

На картах в графических приложениях 12-16 приведена схема расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам.

Результаты технико-экономической оценки показали, что из предлагаемых вариантов разработки наиболее приемлемым является вариант 2.

Таблица 4.1 - Характеристика основного фонда скважин. В целом по месторождению Бухарсай. Вариант 2. Рекомендуемый.

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	5	3	2	0	0	0	27	42.0	0	0	18	18	0	14.2	15.7
2023	4	2	2	0	0	0	31	48.1	0	0	20	20	2	19.4	21.6
2024	2	1	1	0	0	0	33	51.2	0	0	21	21	4	16.5	20.6
2025	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	23	23	5	13.4	19.0
2026	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	23	23	5	12.1	19.4
2027	0	0	0	0	0	1	33	51.2	0	0	22	22	6	10.8	20.8
2028	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	22	22	6	9.2	21.2
2029	0	0	0	0	0	1	33	51.2	0	0	21	21	7	8.2	22.7
2030	0	0	0	0	0	0	33	51.2	1	0	20	20	7	7.4	24.3
2031	0	0	0	0	0	0	33	51.2	1	0	19	19	7	6.6	26.0
2032	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	19	19	7	5.6	26.3
2033	0	0	0	1	0	0	33	51.2	0	0	19	19	7	5.2	29.2
2034	0	0	0	0	1	0	33	51.2	2	0	17	17	7	4.9	32.1
2035	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	17	17	7	4.2	32.3
2036	0	0	0	0	0	0	33	51.2	1	0	16	16	7	3.6	33.7
2037	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	16	16	7	2.8	33.8
2038	0	0	0	0	0	0	33	51.2	1	0	15	15	7	2.4	34.4
2039	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	15	15	7	1.9	34.5
2040	0	0	0	0	0	0	33	51.2	1	0	14	14	7	1.6	35.2
2041	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	14	14	7	1.3	35.4
2042	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	14	14	7	1.0	32.2
2043	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	13	13	7	0.9	34.8
2044	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	13	13	7	0.7	33.0
2045	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	13	13	7	0.6	33.2
2046	0	0	0	0	0	0	33	51.2	0	0	13	13	7	0.5	31.4

Таблица 4.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом по месторождению Бухарсай. Вариант 2. рекомендуемый.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп-ленная	Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	74.3	6.3	7.5	256.8	21.9	8.3	82.1	82.1	277.3	277.3	9.6	0.0	0.0	1.317	5.584
2023	118.3	10.1	12.9	375.0	31.9	12.1	131.8	131.8	409.0	409.0	10.2	32.7	32.7	2.148	7.732
2024	110.1	9.4	13.8	485.1	41.3	15.6	137.8	137.8	546.8	546.8	20.1	67.2	99.9	2.017	9.749
2025	101.8	8.7	14.8	587.0	50.0	18.9	144.2	144.2	691.0	691.0	29.4	88.9	188.7	2.116	11.865
2026	91.9	7.8	15.6	678.9	57.8	21.8	147.3	147.3	838.3	838.3	37.6	97.9	286.6	1.893	13.759
2027	78.5	6.7	15.8	757.4	64.5	24.4	150.6	150.6	988.9	988.9	47.9	126.7	413.4	1.612	15.371
2028	66.9	5.7	16.0	824.4	70.2	26.5	154.0	154.0	1142.9	1142.9	56.5	131.3	544.7	1.362	16.733
2029	57.0	4.9	16.3	881.4	75.0	28.4	156.9	156.9	1299.8	1299.8	63.7	152.2	696.9	1.143	17.877
2030	48.6	4.1	16.5	930.0	79.1	29.9	159.9	159.9	1459.7	1459.7	69.6	161.0	857.9	0.961	18.838
2031	41.4	3.5	16.9	971.3	82.7	31.3	162.9	162.9	1622.6	1622.6	74.6	163.5	1021.5	0.804	19.642
2032	35.3	3.0	17.3	1006.6	85.7	32.4	164.5	164.5	1787.1	1787.1	78.6	164.3	1185.7	0.675	20.316
2033	32.7	2.8	19.4	1039.3	88.5	33.4	182.8	182.8	1969.9	1969.9	82.1	164.9	1350.6	0.682	20.999
2034	27.6	2.3	20.3	1066.9	90.8	34.3	179.7	179.7	2149.6	2149.6	84.6	166.0	1516.7	0.550	21.549
2035	23.3	2.0	21.6	1090.2	92.8	35.1	181.1	181.1	2330.7	2330.7	87.1	167.8	1684.4	0.459	22.008
2036	18.7	1.6	22.1	1109.0	94.4	35.7	177.6	177.6	2508.3	2508.3	89.5	163.2	1847.6	0.365	22.373
2037	14.9	1.3	22.6	1123.9	95.6	36.2	178.1	178.1	2686.5	2686.5	91.6	163.9	2011.6	0.287	22.661
2038	11.9	1.0	23.3	1135.8	96.7	36.5	170.1	170.1	2856.5	2856.5	93.0	155.7	2167.3	0.227	22.887
2039	9.5	0.8	24.3	1145.3	97.5	36.8	170.6	170.6	3027.1	3027.1	94.4	156.4	2323.6	0.179	23.066
2040	7.6	0.6	25.6	1152.9	98.1	37.1	162.6	162.6	3189.7	3189.7	95.3	148.1	2471.8	0.141	23.208
2041	6.1	0.5	27.4	1159.0	98.6	37.3	163.1	163.1	3352.8	3352.8	96.3	148.9	2620.7	0.112	23.319
2042	4.7	0.4	29.5	1163.7	99.0	37.4	148.4	148.4	3501.2	3501.2	96.8	149.5	2770.2	0.083	23.402
2043	3.8	0.3	33.7	1167.5	99.4	37.6	149.1	149.1	3650.3	3650.3	97.4	150.3	2920.5	0.067	23.469
2044	3.1	0.3	40.8	1170.6	99.6	37.7	141.3	141.3	3791.6	3791.6	97.8	142.9	3063.4	0.053	23.522
2045	2.5	0.2	55.4	1173.0	99.8	37.7	142.1	142.1	3933.7	3933.7	98.3	143.7	3207.1	0.043	23.565
2046	2.0	0.2	100.0	1175.0	100.0	37.8	134.3	134.3	4068.0	4068.0	98.5	136.4	3343.5	0.034	23.600

Таблица 4.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект I. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	5	3	2	0	0	0	25	38.2	0	0	18	18	0	14.2	15.7	0.0
2023	4	2	2	0	0	0	29	44.2	0	0	20	20	2	19.4	21.6	89.5
2024	2	1	1	0	0	0	31	47.2	0	0	21	21	4	16.5	20.6	54.9
2025	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	21	21	5	14.4	20.3	51.3
2026	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	21	21	5	13.0	20.7	56.5
2027	0	0	0	0	0	1	31	47.2	0	0	20	20	6	11.7	22.2	60.9
2028	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	20	20	6	10.0	22.6	63.1
2029	0	0	0	0	0	1	31	47.2	0	0	19	19	7	9.0	24.3	62.7
2030	0	0	0	0	0	0	31	47.2	1	0	18	18	7	8.1	26.2	66.3
2031	0	0	0	0	0	0	31	47.2	1	0	17	17	7	7.3	28.3	67.4
2032	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	17	17	7	6.2	28.6	67.7
2033	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	17	17	7	5.3	28.8	67.9
2034	0	0	0	0	0	0	31	47.2	1	0	16	16	7	4.8	30.9	68.4
2035	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	16	16	7	4.1	31.3	69.1
2036	0	0	0	0	0	0	31	47.2	1	0	15	15	7	3.5	32.7	67.2
2037	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	15	15	7	2.8	32.8	67.5
2038	0	0	0	0	0	0	31	47.2	1	0	14	14	7	2.5	33.4	64.1
2039	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	14	14	7	2.0	33.6	64.4
2040	0	0	0	0	0	0	31	47.2	1	0	13	13	7	1.7	34.3	61.0
2041	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	13	13	7	1.4	34.5	61.4
2042	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	13	13	7	1.1	34.7	61.6
2043	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	13	13	7	0.9	34.8	61.9
2044	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	13	13	7	0.7	33.0	58.9
2045	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	13	13	7	0.6	33.2	59.2
2046	0	0	0	0	0	0	31	47.2	0	0	13	13	7	0.5	31.4	56.2

Таблица 4.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект I. Местрождение Бухарсай. В целом по всему объекту.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накопленная закачка		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	74.3	6.4	7.6	256.7	22.2	8.9	82.1	82.1	277.0	277.0	10	0.0	0	0	1.317	5.584
2023	118.3	10.2	13.2	375.0	32.5	13.0	131.8	131.8	408.8	408.8	10	32.7	33	21	2.148	7.732
2024	110.1	9.5	14.1	485.1	42.0	16.8	137.8	137.8	546.6	546.6	20.1	67.2	100	43	2.017	9.749
2025	99.6	8.6	14.9	584.6	50.6	20.3	140.6	140.6	687.2	687.2	29.2	88.9	189	56	1.820	11.569
2026	90.0	7.8	15.8	674.7	58.4	23.4	143.4	143.4	830.6	830.6	37.2	97.9	287	61	1.641	13.210
2027	76.9	6.7	16.0	751.5	65.1	26.0	146.3	146.3	976.8	976.8	47.4	126.7	413	78	1.398	14.609
2028	65.6	5.7	16.3	817.1	70.7	28.3	149.2	149.2	1126.0	1126.0	56.0	131.3	545	80	1.191	15.800
2029	56.0	4.9	16.6	873.2	75.6	30.2	152.2	152.2	1278.2	1278.2	63.2	152.2	697	92	1.015	16.815
2030	47.9	4.1	17.0	921.0	79.7	31.9	155.2	155.2	1433.4	1433.4	69.2	161.0	858	96	0.865	17.679
2031	40.9	3.5	17.5	961.9	83.3	33.3	158.3	158.3	1591.7	1591.7	74.2	163.5	1021	100	0.737	18.416
2032	34.9	3.0	18.1	996.8	86.3	34.5	159.9	159.9	1751.6	1751.6	78.2	164.3	1186	100	0.628	19.043
2033	29.8	2.6	18.8	1026.6	88.9	35.6	161.5	161.5	1913.1	1913.1	81.5	164.9	1351	100	0.535	19.578
2034	25.4	2.2	19.8	1052.0	91.1	36.4	163.1	163.1	2076.2	2076.2	84.4	166.0	1517	100	0.456	20.034
2035	21.7	1.9	21.1	1073.8	93.0	37.2	164.7	164.7	2241.0	2241.0	86.8	167.8	1684	100	0.388	20.422
2036	17.5	1.5	21.5	1091.3	94.5	37.8	161.4	161.4	2402.4	2402.4	89.2	163.2	1848	100	0.312	20.734
2037	14.1	1.2	22.1	1105.3	95.7	38.3	162.1	162.1	2564.4	2564.4	91.3	163.9	2012	100	0.250	20.984
2038	11.3	1.0	22.8	1116.7	96.7	38.7	154.1	154.1	2718.6	2718.6	92.7	155.7	2167	100	0.201	21.184
2039	9.1	0.8	23.7	1125.8	97.5	39.0	154.8	154.8	2873.4	2873.4	94.1	156.4	2324	100	0.161	21.345
2040	7.3	0.6	25.0	1133.1	98.1	39.2	147.0	147.0	3020.4	3020.4	95.0	148.1	2472	100	0.129	21.474
2041	5.9	0.5	26.8	1139.0	98.6	39.5	147.7	147.7	3168.0	3168.0	96.0	148.9	2621	100	0.104	21.578
2042	4.7	0.4	29.5	1143.7	99.0	39.6	148.4	148.4	3316.4	3316.4	96.8	149.5	2770	96	0.083	21.661
2043	3.8	0.3	33.7	1147.5	99.4	39.7	149.1	149.1	3465.6	3465.6	97.4	150.3	2920	96	0.067	21.728
2044	3.1	0.3	40.8	1150.6	99.6	39.9	141.3	141.3	3606.9	3606.9	97.8	142.9	3063	97	0.053	21.781
2045	2.5	0.2	55.4	1153.0	99.8	39.9	142.1	142.1	3748.9	3748.9	98.3	143.7	3207	97	0.043	21.824
2046	2.0	0.2	100.0	1155.0	100.0	40.0	134.3	134.3	3883.3	3883.3	98.5	136.4	3344	97	0.034	21.858

Таблица 4.5 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект II. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	3.0	4.7
2026	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.5	5.1
2027	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.1	5.7
2028	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.7	6.2
2029	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.3	6.2
2030	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.0	6.1
2031	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.7	6.0
2032	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.5	6.0
2033	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.3	5.9

Таблица 4.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект II. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	2.3	22.7	22.7	2.3	23.0	1.5	3.6	3.6	3.7	3.7	36.8	0.296	0.296
2026	1.9	19.3	25.0	4.2	42.2	2.7	3.9	3.9	3.9	3.9	51.2	0.252	0.548
2027	1.6	16.4	28.4	5.9	58.6	3.7	4.3	4.3	4.3	4.3	62.3	0.214	0.762
2028	1.3	13.1	31.7	7.2	71.8	4.6	4.8	4.8	4.8	4.8	72.5	0.171	0.933
2029	1.0	9.8	34.8	8.2	81.6	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	79.2	0.128	1.062
2030	0.7	7.4	40.1	8.9	89.0	5.7	4.7	4.7	4.7	4.7	84.2	0.096	1.158
2031	0.5	5.2	46.8	9.4	94.1	6.0	4.6	4.6	4.6	4.6	88.9	0.067	1.226
2032	0.4	3.6	61.5	9.8	97.7	6.2	4.6	4.6	4.6	4.6	92.1	0.047	1.273
2033	0.2	2.3	100.0	10.0	100.0	6.4	4.5	4.5	4.5	4.5	95.0	0.030	1.302

Таблица 4.7 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект III. Возвратный. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2034	0	0	0	1	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	7.7	48.2
2035	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	6.2	47.8
2036	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	4.6	47.3
2037	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	3.5	46.8
2038	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	2.4	46.3
2039	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.7	45.9
2040	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.2	45.4
2041	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.8	45.0
2042	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.5	44.5

Таблица 4.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Возвратный. Рекомендуемый. Объект III. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2034	2.7	26.8	26.9	2.7	27.3	4.3	16.7	16.7	16.8	16.8	84.0	0.118	0.118
2035	2.1	21.5	29.5	4.9	48.7	7.6	16.6	16.6	33.4	33.4	87.0	0.095	0.213
2036	1.6	16.1	31.4	6.5	64.8	10.1	16.4	16.4	49.8	49.8	90.2	0.071	0.284
2037	1.2	12.1	34.3	7.7	76.9	12.0	16.2	16.2	66.0	66.0	92.6	0.053	0.337
2038	0.8	8.5	36.6	8.5	85.4	13.3	16.1	16.1	82.1	82.1	94.7	0.037	0.374
2039	0.6	5.9	40.4	9.1	91.3	14.3	15.9	15.9	98.0	98.0	96.3	0.026	0.401
2040	0.4	4.1	47.4	9.5	95.4	14.9	15.8	15.8	113.8	113.8	97.4	0.018	0.419
2041	0.3	2.8	60.6	9.8	98.2	15.3	15.6	15.6	129.3	129.3	98.2	0.012	0.431
2042	0.2	1.8	100.0	10.0	100.0	15.6	15.4	15.4	144.8	144.8	98.8	0.008	0.439

Таблица 4.9 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	4	2	2	0	0	0	20	31.32	0	0	11	11	0	12.6	13.4
2023	4	2	2	0	0	0	24	37.43	0	0	13	13	2	17.4	18.9
2024	2	1	1	0	0	0	26	40.49	0	0	14	14	4	14.5	17.4
2025	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	16	16	5	11.3	15.3
2026	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	16	16	5	10.2	15.6
2027	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	16	16	5	8.6	16.0
2028	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	16	16	5	7.3	16.4
2029	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	16	16	5	6.2	16.7
2030	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	15	15	5	5.6	18.1
2031	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	14	14	5	5.1	19.8
2032	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	14	14	5	4.3	20.0
2033	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	14	14	5	3.6	20.2
2034	0	0	0	1	0	0	26	40.49	2	0	12	12	5	4.2	26.8
2035	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	12	12	5	3.6	27.0
2036	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	11	11	5	3.1	28.3
2037	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	11	11	5	2.4	28.2
2038	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	10	10	5	2.1	28.4
2039	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	10	10	5	1.7	28.3
2040	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	9	9	5	1.5	28.5
2041	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	9	9	5	1.2	28.4
2042	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	9	9	5	0.9	28.3
2043	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	8	8	5	0.8	26.0
2044	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	7	7	5	0.7	25.9
2045	0	0	0	0	0	0	26	40.49	0	0	7	7	5	0.6	25.9
2046	0	0	0	0	0	0	26	40.49	1	0	6	6	5	0.5	25.9

Таблица 4.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп-ленная	Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2022	40.3	5.7	7.1	180.4	25.4	9.3	41.3	41.3	184.9	184.9	2.6	0.0	0.0	1.011	3.608
2023	67.3	9.5	12.7	247.7	34.9	12.7	70.6	70.6	255.6	255.6	4.7	27.6	27.6	1.690	5.298
2024	63.7	9.0	13.8	311.5	43.9	16.0	75.5	75.5	331.1	331.1	15.5	58.1	85.7	1.600	6.898
2025	59.6	8.4	15.0	371.1	52.3	19.1	80.6	80.6	411.6	411.6	26.0	78.9	164.6	1.736	8.634
2026	53.6	7.6	15.9	424.7	59.9	21.8	82.5	82.5	494.1	494.1	35.1	88.2	252.8	1.548	10.182
2027	45.5	6.4	16.0	470.2	66.3	24.2	84.4	84.4	578.5	578.5	46.1	88.8	341.7	1.316	11.497
2028	38.6	5.4	16.2	508.8	71.8	26.2	86.5	86.5	665.0	665.0	55.3	89.9	431.5	1.108	12.605
2029	32.7	4.6	16.3	541.5	76.4	27.9	88.1	88.1	753.1	753.1	62.9	91.2	522.8	0.924	13.529
2030	27.7	3.9	16.5	569.2	80.3	29.3	89.7	89.7	842.7	842.7	69.1	92.0	614.8	0.773	14.302
2031	23.4	3.3	16.8	592.6	83.6	30.5	91.3	91.3	934.1	934.1	74.4	93.1	707.8	0.642	14.945
2032	19.8	2.8	17.0	612.4	86.4	31.5	92.1	92.1	1026.2	1026.2	78.5	93.6	801.4	0.536	15.481
2033	16.8	2.4	17.4	629.2	88.7	32.4	93.0	93.0	1119.2	1119.2	82.0	94.3	895.7	0.445	15.926
2034	16.8	2.4	21.0	646.0	91.1	33.2	106.1	106.1	1225.2	1225.2	84.2	95.1	990.8	0.471	16.397
2035	14.1	2.0	22.4	660.1	93.1	34.0	106.8	106.8	1332.0	1332.0	86.8	96.1	1086.9	0.395	16.792
2036	11.2	1.6	22.9	671.3	94.7	34.5	102.5	102.5	1434.5	1434.5	89.1	91.0	1177.9	0.312	17.103
2037	8.9	1.3	23.5	680.1	95.9	35.0	102.3	102.3	1536.8	1536.8	91.3	91.1	1269.0	0.246	17.349
2038	7.0	1.0	24.2	687.1	96.9	35.3	93.4	93.4	1630.3	1630.3	92.5	81.6	1350.6	0.191	17.540
2039	5.5	0.8	25.1	692.6	97.7	35.6	93.2	93.2	1723.4	1723.4	94.1	81.0	1431.6	0.149	17.689
2040	4.3	0.6	26.5	697.0	98.3	35.9	84.4	84.4	1807.8	1807.8	94.9	72.5	1504.1	0.117	17.806
2041	3.4	0.5	28.4	700.4	98.8	36.0	84.2	84.2	1892.0	1892.0	95.9	72.1	1576.2	0.091	17.897
2042	2.7	0.4	31.2	703.1	99.2	36.2	83.9	83.9	1975.9	1975.9	96.8	71.8	1647.9	0.071	17.968
2043	2.0	0.3	33.9	705.1	99.4	36.3	68.4	68.4	2044.3	2044.3	97.1	71.5	1719.4	0.050	18.019
2044	1.6	0.2	41.0	706.7	99.7	36.4	59.8	59.8	2104.1	2104.1	97.3	62.4	1781.9	0.040	18.059
2045	1.3	0.2	55.5	708.0	99.9	36.4	59.8	59.8	2163.9	2163.9	97.8	62.8	1844.7	0.032	18.091
2046	1.0	0.1	100.0	709.0	100.0	36.5	51.2	51.2	2215.1	2215.1	98.0	53.8	1898.5	0.026	18.117

Таблица 4.11 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект I. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	4	2	2	0	0	0	18	27.5	0	0	11	11	0	12.8	13.1	0.0
2023	4	2	2	0	0	0	22	33.5	0	0	13	13	2	17.7	18.6	75.6
2024	2	1	1	0	0	0	24	36.5	0	0	14	14	4	14.6	17.3	47.6
2025	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	14	14	5	12.4	16.7	45.5
2026	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	14	14	5	11.2	17.0	50.9
2027	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	14	14	5	9.5	17.4	51.2
2028	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	14	14	5	8.1	17.7	51.8
2029	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	14	14	5	6.9	18.1	52.6
2030	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	13	13	5	6.3	19.8	53.1
2031	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	12	12	5	5.8	21.9	53.7
2032	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	12	12	5	4.9	22.2	54.0
2033	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	12	12	5	4.2	22.4	54.4
2034	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	11	11	5	3.9	24.7	54.9
2035	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	11	11	5	3.3	24.9	55.4
2036	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	10	10	5	2.9	26.1	52.5
2037	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	10	10	5	2.3	26.1	52.5
2038	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	9	9	5	2.1	26.1	47.1
2039	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	9	9	5	1.7	26.1	46.7
2040	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	8	8	5	1.5	26.0	41.8
2041	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	8	8	5	1.2	26.0	41.6
2042	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	8	8	5	1.0	26.0	41.4
2043	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	8	8	5	0.8	26.0	41.2
2044	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	7	7	5	0.7	25.9	36.0
2045	0	0	0	0	0	0	24	36.5	0	0	7	7	5	0.6	25.9	36.2
2046	0	0	0	0	0	0	24	36.5	1	0	6	6	5	0.5	25.9	31.0

Таблица 4.12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект I. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накоп-ленная закачка		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	40.3	5.8	7.3	180.3	26.2	10.5	41.3	41.3	184.7	184.7	2.6	0.0	0.0	0	1.011	3.608
2023	67.3	9.8	13.2	247.6	35.9	14.4	70.6	70.6	255.4	255.4	4.7	27.6	27.6	34	1.690	5.298
2024	63.7	9.3	14.4	311.4	45.2	18.1	75.5	75.5	330.8	330.8	15.5	58.1	86	67	1.600	6.898
2025	57.4	8.3	15.2	368.8	53.5	21.4	77.0	77.0	407.8	407.8	25.5	78.9	165	90	1.440	8.338
2026	51.6	7.5	16.1	420.4	61.0	24.4	78.5	78.5	486.3	486.3	34.2	88.2	253	100	1.296	9.634
2027	43.9	6.4	16.3	464.3	67.4	26.9	80.1	80.1	566.4	566.4	45.2	88.8	342	100	1.102	10.735
2028	37.3	5.4	16.6	501.6	72.8	29.1	81.7	81.7	648.1	648.1	54.3	89.9	432	100	0.936	11.672
2029	31.7	4.6	16.9	533.3	77.4	31.0	83.3	83.3	731.4	731.4	61.9	91.2	523	100	0.796	12.467
2030	27.0	3.9	17.3	560.2	81.3	32.5	85.0	85.0	816.4	816.4	68.3	92.0	615	100	0.676	13.144
2031	22.9	3.3	17.8	583.1	84.6	33.8	86.7	86.7	903.1	903.1	73.6	93.1	708	100	0.575	13.719
2032	19.5	2.8	18.4	602.6	87.5	35.0	87.6	87.6	990.7	990.7	77.8	93.6	801	100	0.489	14.208
2033	16.6	2.4	19.2	619.2	89.9	35.9	88.4	88.4	1079.1	1079.1	81.3	94.3	896	100	0.415	14.623
2034	14.1	2.0	20.1	633.2	91.9	36.8	89.3	89.3	1168.4	1168.4	84.2	95.1	991	100	0.353	14.976
2035	12.0	1.7	21.4	645.2	93.6	37.4	90.2	90.2	1258.7	1258.7	86.7	96.1	1087	100	0.300	15.276
2036	9.6	1.4	21.9	654.8	95.0	38.0	86.1	86.1	1344.8	1344.8	88.9	91.0	1178	100	0.241	15.517
2037	7.7	1.1	22.4	662.4	96.1	38.4	86.0	86.0	1430.8	1430.8	91.1	91.1	1269	100	0.192	15.709
2038	6.1	0.9	23.1	668.6	97.0	38.8	77.4	77.4	1508.2	1508.2	92.1	81.6	1351	100	0.154	15.863
2039	4.9	0.7	24.0	673.5	97.7	39.1	77.3	77.3	1585.5	1585.5	93.7	81.0	1432	100	0.123	15.987
2040	3.9	0.6	25.3	677.4	98.3	39.3	68.6	68.6	1654.1	1654.1	94.3	72.5	1504	100	0.099	16.085
2041	3.1	0.5	27.1	680.6	98.8	39.5	68.6	68.6	1722.7	1722.7	95.4	72.1	1576	100	0.079	16.164
2042	2.5	0.4	29.7	683.1	99.1	39.6	68.5	68.5	1791.2	1791.2	96.3	71.8	1648	100	0.063	16.227
2043	2.0	0.3	33.9	685.1	99.4	39.8	68.4	68.4	1859.6	1859.6	97.1	71.5	1719	100	0.050	16.277
2044	1.6	0.2	41.0	686.7	99.7	39.9	59.8	59.8	1919.4	1919.4	97.3	62.4	1782	100	0.040	16.318
2045	1.3	0.2	55.6	688.0	99.9	39.9	59.8	59.8	1979.1	1979.1	97.8	62.8	1845	100	0.032	16.350
2046	1.0	0.1	100.0	689.0	100.0	40.0	51.2	51.2	2030.3	2030.3	98.0	53.8	1898	100	0.026	16.376

Таблица 4.13 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект II. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	3.0	4.7
2026	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.5	5.1
2027	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.1	5.7
2028	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.7	6.2
2029	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.3	6.2
2030	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.0	6.1
2031	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.7	6.0
2032	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.5	6.0
2033	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.3	5.9

Таблица 4.14 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект II. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	2.3	22.7	22.7	2.3	23.0	1.5	3.6	3.6	3.7	3.7	36.8	0.296	0.296
2026	1.9	19.3	25.0	4.2	42.2	2.7	3.9	3.9	3.9	3.9	51.2	0.252	0.548
2027	1.6	16.4	28.4	5.9	58.6	3.7	4.3	4.3	4.3	4.3	62.3	0.214	0.762
2028	1.3	13.1	31.7	7.2	71.8	4.6	4.8	4.8	4.8	4.8	72.5	0.171	0.933
2029	1.0	9.8	34.8	8.2	81.6	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	79.2	0.128	1.062
2030	0.7	7.4	40.1	8.9	89.0	5.7	4.7	4.7	4.7	4.7	84.2	0.096	1.158
2031	0.5	5.2	46.8	9.4	94.1	6.0	4.6	4.6	4.6	4.6	88.9	0.067	1.226
2032	0.4	3.6	61.5	9.8	97.7	6.2	4.6	4.6	4.6	4.6	92.1	0.047	1.273
2033	0.2	2.3	100.0	10.0	100.0	6.4	4.5	4.5	4.5	4.5	95.0	0.030	1.302

Таблица 4.15 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Объект III. Возвратный. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2034	0	0	0	1	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	7.7	48.2
2035	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	6.2	47.8
2036	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	4.6	47.3
2037	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	3.5	46.8
2038	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	2.4	46.3
2039	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.7	45.9
2040	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.2	45.4
2041	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.8	45.0
2042	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.5	44.5

Таблица 4.16 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Возвратный. Рекомендуемый. Объект III. Месторождение Бухарсай. В целом по всему объекту. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукци, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2034	2.7	26.8	26.9	2.7	27.3	4.3	16.7	16.7	16.8	16.8	84.0	0.118	0.118
2035	2.1	21.5	29.5	4.9	48.7	7.6	16.6	16.6	33.4	33.4	87.0	0.095	0.213
2036	1.6	16.1	31.4	6.5	64.8	10.1	16.4	16.4	49.8	49.8	90.2	0.071	0.284
2037	1.2	12.1	34.3	7.7	76.9	12.0	16.2	16.2	66.0	66.0	92.6	0.053	0.337
2038	0.8	8.5	36.6	8.5	85.4	13.3	16.1	16.1	82.1	82.1	94.7	0.037	0.374
2039	0.6	5.9	40.4	9.1	91.3	14.3	15.9	15.9	98.0	98.0	96.3	0.026	0.401
2040	0.4	4.1	47.4	9.5	95.4	14.9	15.8	15.8	113.8	113.8	97.4	0.018	0.419
2041	0.3	2.8	60.6	9.8	98.2	15.3	15.6	15.6	129.3	129.3	98.2	0.012	0.431
2042	0.2	1.8	100.0	10.0	100.0	15.6	15.4	15.4	144.8	144.8	98.8	0.008	0.439

Таблица 4.17 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	1	1	0	0	0	0	7	10.7	0	0	7	7	0	16.7	19.4	0.00
2023	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	7	7	0	22.1	26.5	0.00
2024	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	7	7	0	20.1	27.0	0.00
2025	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	7	7	0	18.3	27.6	0.00
2026	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	7	7	0	16.6	28.1	0.00
2027	0	0	0	0	0	1	7	10.7	0	0	6	6	1	16.7	33.5	90.2
2028	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	6	6	1	14.3	34.1	107.4
2029	0	0	0	0	0	1	7	10.7	0	0	5	5	2	14.8	41.8	84.4
2030	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	12.7	42.6	98.3
2031	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	10.9	43.5	102.5
2032	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	9.4	43.9	104.5
2033	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	8.0	44.4	105.8
2034	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	6.9	44.8	107.5
2035	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	5.9	45.2	109.7
2036	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	4.8	45.7	111.0
2037	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	3.9	46.2	112.9
2038	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	3.1	46.6	114.5
2039	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	2.5	47.1	115.7
2040	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	2.1	47.6	116.7
2041	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	1.7	48.0	118.6
2042	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	1.3	48.5	119.2
2043	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	1.1	49.0	120.9
2044	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	0.9	49.5	122.5
2045	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	0.7	50.0	124.0
2046	0	0	0	0	0	0	7	10.7	0	0	5	5	2	0.6	50.5	125.5

Таблица 4.18 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накоп-ленная закачка		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	34.0	7.3	8.0	76.4	16.4	6.6	40.8	40.8	92.3	92.3	16.6	0	0	0	0.306	1.976
2023	51.0	10.9	13.1	127.3	27.3	10.9	61.1	61.1	153.4	153.4	16.6	0	0	0	0.459	2.434
2024	46.4	9.9	13.7	173.7	37.3	14.9	62.3	62.3	215.8	215.8	25.6	0	0	0	0.417	2.852
2025	42.2	9.1	14.4	215.9	46.3	18.5	63.6	63.6	279.4	279.4	33.7	0	0	0	0.380	3.231
2026	38.4	8.2	15.3	254.3	54.6	21.8	64.9	64.9	344.3	344.3	40.8	0	0	0	0.345	3.577
2027	33.0	7.1	15.6	287.2	61.6	24.7	66.2	66.2	410.4	410.4	50.2	31.3	31.3	50	0.297	3.873
2028	28.3	6.1	15.8	315.6	67.7	27.1	67.5	67.5	477.9	477.9	58.0	37.2	68.5	57	0.255	4.128
2029	24.3	5.2	16.2	339.9	72.9	29.2	68.8	68.8	546.7	546.7	64.7	58.5	127.1	87	0.219	4.347
2030	20.9	4.5	16.6	360.8	77.4	31.0	70.2	70.2	617.0	617.0	70.2	68.2	195.2	98	0.188	4.535
2031	18.0	3.9	17.1	378.7	81.3	32.5	71.6	71.6	688.6	688.6	74.9	71.1	266.3	100	0.162	4.697
2032	15.4	3.3	17.7	394.2	84.6	33.9	72.3	72.3	760.9	760.9	78.7	72.5	338.8	100	0.139	4.836
2033	13.2	2.8	18.4	407.4	87.4	35.0	73.1	73.1	834.0	834.0	81.9	73.4	412.2	100	0.119	4.955
2034	11.4	2.4	19.4	418.8	89.9	36.0	73.8	73.8	907.8	907.8	84.6	74.5	486.7	100	0.102	5.057
2035	9.8	2.1	20.7	428.6	92.0	36.8	74.5	74.5	982.3	982.3	86.9	76.0	562.8	100	0.088	5.145
2036	7.9	1.7	21.2	436.5	93.7	37.5	75.3	75.3	1057.6	1057.6	89.5	77.0	639.8	100	0.071	5.217
2037	6.4	1.4	21.7	442.9	95.0	38.0	76.0	76.0	1133.6	1133.6	91.6	78.3	718.1	100	0.058	5.274
2038	5.2	1.1	22.4	448.1	96.2	38.5	76.8	76.8	1210.4	1210.4	93.2	79.4	797.5	100	0.047	5.321
2039	4.2	0.9	23.4	452.3	97.1	38.9	77.6	77.6	1287.9	1287.9	94.6	80.2	877.7	100	0.038	5.359
2040	3.4	0.7	24.7	455.7	97.8	39.1	78.3	78.3	1366.3	1366.3	95.7	80.9	958.6	100	0.031	5.389
2041	2.7	0.6	26.5	458.4	98.4	39.4	79.1	79.1	1445.4	1445.4	96.5	82.2	1040.8	100	0.025	5.414
2042	2.2	0.5	29.2	460.6	98.8	39.6	79.9	79.9	1525.3	1525.3	97.2	82.7	1123.5	100	0.020	5.434
2043	1.8	0.4	33.4	462.4	99.2	39.7	80.7	80.7	1606.0	1606.0	97.8	83.8	1207.3	100	0.016	5.450
2044	1.5	0.3	40.6	463.9	99.5	39.9	81.5	81.5	1687.5	1687.5	98.2	84.9	1292.3	100	0.013	5.463
2045	1.2	0.3	55.3	465.0	99.8	40.0	82.3	82.3	1769.8	1769.8	98.6	86.0	1378.3	100	0.011	5.474
2046	1.0	0.2	100.0	466.0	100.0	40.0	83.1	83.1	1853.0	1853.0	98.9	87.0	1465.3	100	0.009	5.482

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения Бухарсай предполагает некоторые экономические и финансовые допущения, приведенные ниже.

Экономические и финансовые допущения, использованные в экономической модели, позволяют на этапе проектирования рассчитать уровень необходимых для оценки финансово-экономических показателей, сопоставить полученные результаты по вариантам, выбрать наиболее оптимальный вариант и определить рентабельный период разработки месторождения.

При оценке экономического эффекта применены также методы аналогии, то есть предполагается, что полученные нормативы будут неизменны весь расчетный период.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2022 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи нефти до момента, начиная с которого операционный доход принимает положительные значения.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты следующие ставки:

- 7,5%;
- 11,34%;
- 15,5%.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах в национальной валюте – тенге.

Реализация продукции. В данном проекте для более реального отражения экономических показателях основываемся на фактические результаты (2019-2020гг.) реализации нефти: 100% на внутренний рынок для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз» и для ТОО «САУТС-ОЙЛ».

Цена реализации продукции определена в соответствии с существующим положением в Казахстане и на мировом рынке. Для АО «ПетроКазахстан Кумколь

Ресориз» объемы реализации нефти приняты в 99,1%, т.е. технологические потери составляют 0,9% от добычи нефти. В расчетах приняты условия, 100% товарной нефти реализуются на внутренний рынок. Проектируемая базовая цена реализации нефти на внутренний рынок установлена в 107 835,39 тг/тонну при НДС=12%, при затратах на транспортировку нефти – 3 864,37 тг/тонну при НДС=12%.

Для ТОО «САУТС-ОЙЛ» объемы реализации нефти приняты в 100%. Объем добычи будет реализоваться на внутренний рынок -100%. Проектируемая базовая цена реализации нефти на внутренний рынок установлена в 102 942,0 тг/тонну при НДС=12%, при затратах на транспортировку нефти – 893,76 тг/тонну при НДС=12%,.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат и доходов принята в размере 1,5% в год, в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы. Предполагаемый темп годового роста цен нефти для иностранной валюты 2,5%.

Источники доходов. В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств получаемых от реализации проекта, реинвестирования чистой прибыли и использования амортизационных отчислений, в случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит. Экономика предприятия будет основываться на обычной модели по налогообложению.

Источниками доходов настоящего проекта является реализация добываемого на месторождении нефти. Объем реализации нефти, принимается за вычетом технологических потерь при добыче и транспортировке. Добываемый газ будет полностью утилизироваться, и использоваться на собственные нужды. В таблицах 4.2.1-4.2.2 приведены расчеты дохода рекомендуемого 2 варианта от продажи реализации нефти, остальные варианты представлены в Приложении.

Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз»

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге	
1	2	3	4	5	6	7	8
2022	40,3	39,9	0,0	39,9	0	96 282	3 843 637
2023	67,3	66,7	0,0	66,7	0	98 689	6 583 871
2024	63,7	63,2	0,0	63,2	0	101 156	6 389 931
2025	59,6	59,1	0,0	59,1	0	103 685	6 127 812
2026	53,6	53,1	0,0	53,1	0	106 277	5 640 960
2027	45,5	45,1	0,0	45,1	0	108 934	4 914 686
2028	38,6	38,3	0,0	38,3	0	111 657	4 272 852
2029	32,7	32,4	0,0	32,4	0	114 449	3 707 851
2030	27,7	27,4	0,0	27,4	0	117 310	3 219 032
2031	23,4	23,2	0,0	23,2	0	120 243	2 791 398
2032	19,8	19,7	0,0	19,7	0	123 249	2 422 554
2033	16,8	16,6	0,0	16,6	0	126 330	2 100 481
2034	16,8	16,6	0,0	16,6	0	129 488	2 149 648
2035	14,1	14,0	0,0	14,0	0	132 725	1 855 238
2036	11,2	11,1	0,0	11,1	0	136 043	1 509 032
2037	8,9	8,8	0,0	8,8	0	139 444	1 226 284
2038	7,0	6,9	0,0	6,9	0	142 931	988 453
2039	5,5	5,4	0,0	5,4	0	146 504	798 262
2040	4,3	4,3	0,0	4,3	0	150 166	645 772
2041	3,4	3,4	0,0	3,4	0	153 921	521 461
2042	2,7	2,7	0,0	2,7	0	157 769	421 070
2043	2,0	2,0	0,0	2,0	0	161 713	322 082
2044	1,6	1,6	0,0	1,6	0	165 756	264 107
2045	1,3	1,3	0,0	1,3	0	169 900	216 568
2046	1,0	1,0	0,0	1,0	0	174 147	177 586
Итого 2022-2046	568,9	563,8	0,0	563,8			63 110 628

Таблица 4.2.2 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге для ТОО «САУТС-ОЙЛ».

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге	
1	2	3	4	5	6	7	8
2022	34,0	34,0		34,0		86 000,0	2 921 133,3
2023	51,0	51,0		51,0		86 000,0	4 381 700,0
2024	46,4	46,4		46,4		88 150,0	4 087 030,7
2025	42,2	42,2		42,2		90 353,8	3 812 177,9
2026	38,4	38,4		38,4		92 612,6	3 554 793,0
2027	33,0	33,0		33,0		94 927,9	3 129 906,3
2028	28,3	28,3		28,3		97 301,1	2 755 804,3
2029	24,3	24,3		24,3		99 733,6	2 426 416,8
2030	20,9	20,9		20,9		102 227,0	2 136 399,3
2031	18,0	18,0		18,0		104 782,6	1 881 046,2
2032	15,4	15,4		15,4		107 402,2	1 656 214,1
2033	13,2	13,2		13,2		110 087,3	1 458 255,1

Продолжение Таблицы 4.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2034	11,4	11,4		11,4		112 839,5	1 283 957,2
2035	9,8	9,8		9,8		115 660,4	1 130 492,2
2036	7,9	7,9		7,9		118 551,9	939 016,4
2037	6,4	6,4		6,4		121 515,7	778 655,9
2038	5,2	5,2		5,2		124 553,6	645 680,9
2039	4,2	4,2		4,2		127 667,5	535 414,8
2040	3,4	3,4		3,4		130 859,2	443 979,3
2041	2,7	2,7		2,7		134 130,6	368 158,7
2042	2,2	2,2		2,2		137 483,9	305 286,4
2043	1,8	1,8		1,8		140 921,0	253 151,1
2044	1,5	1,5		1,5		144 444,0	209 919,3
2045	1,2	1,2		1,2		148 055,1	174 070,3
2046	1,0	1,0		1,0		151 756,5	144 343,4
Итого 2022-2046	423,6	423,6	0,0	423,6			41 413 003,0

4.2.1. Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих и нагнетательных скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на обустройство проектных скважин, затраты на сопутствующее скважинное оборудование, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки. Бурение и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран (СНГ) при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

Основные положения вариантов:

Для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз»:

Вариант 1. Не планируется бурение скважин.

Вариант 2 рекомендуемый. Планируется бурение 5 добывающих скважин и 5 нагнетательных скважин в период с 2022- 2024 годах.

Вариант 3. Планируется бурение 3 добывающих скважин и 5 нагнетательных скважин в период с 2022- 2024 года. Также планируется применение неионногенных ПАВ.

Для ТОО «САУТС-ОЙЛ»:

Вариант 1. Не планируется бурение скважин.

Вариант 2 рекомендуемый. Планируется бурение 1 добывающей скважины в 2022 году.

Вариант 3. Планируется бурение 1 нагнетательной скважины в 2022 году. Также планируется применение неионногенных ПАВ.

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости $\pm 15\%$. Несмотря на это, расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и

стоимости строительно-монтажных работ определенной по проектам-аналогам. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.2.1.1-4.2.1.2 по остальным вариантам в приложениях.

Таблица 4.2.1.1 - Капитальные вложения рекомендуемый 2 вариант для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс.тенге

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы тыс.тенге	Стоимость всего тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																									
						2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Строительство скважин (подземное строительство)																															
1	Ввод добывающих скважин	тыс.тенге	5	200 005	1 000 112	400 045	400 045	200 022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Ввод нагнетальных скважин	тыс.тенге	5	200 005	1 000 112	400 045	400 045	200 022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Выбытие скважин	тыс.тенге	10	3 106	31 062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 106	3 106	0	0	6 212	0	3 106	0	3 106	0	3 106	0	3 106	3 106	0	3 106	
Итого строительство скважин					2 031 285	800 089	800 089	400 045	0	0	0	0	0	0	3 106	3 106	0	0	6 212	0	3 106	3 106	0	3 106							
Итого строительство скважин с учетом инфляции					2 063 620	800 089	812 091	412 136	0	0	0	0	0	0	3 499	3 552	0	0	7 428	0	3 826	0	3 942	0	4 061	0	0	4 246	4 310	0	4 440
Надземное строительство																															
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тенге		7 661	38 306	15 322	15 322	7 661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Выкидные линии к добывающим скважинам 3"	тыс.тенге		5 226	26 130	10 452	10 452	5 226	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Водонагнетательные линии к нагн-ным скважинам 4" 120атм и обустройство устья нагнет-ной скв. с подключением к ВРП	тыс.тенге		13 288	66 438	26 575	26 575	13 288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	Расширение манифольда СП-1	тыс.тенге		9 936	9 936	0	0	9 936	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	ВРП	тыс.тенге		53 311	53 311	53 311	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6	8" водовод высокого давления от БКНС до ВРП	тыс.тенге		71 343	71 343	71 343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
7	Автомобильные дороги	тыс.тенге		7 051	35 255	14 102	14 102	7 051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	ЛЭП к скважинам	тыс.тенге		1 828	9 139	3 656	3 656	1 828	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
9	КТП к скважинам	тыс.тенге		1 626	8 132	3 253	3 253	1 626	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
10	Замена выкидных линий скважин			10 452	73 163	0	0	0	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	
Итого надземное строительство					391 152	198 013	73 360	46 616	0	0	10 452	0																			
Итого надземное строительство с учетом инфляции					410 977	198 013	74 460	48 025	0	0	11 260	0	0	11 774	0	0	12 312	0	0	12 874	0	0	13 462	0	0	14 077	0	0	14 720	0	
П I ПИР		тыс.тенге			290 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	
Всего со строительством скважин					2 712 437	1 008 103	883 449	461 661	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	28 558	13 106	10 000	25 452	16 212	10 000	28 558	10 000	13 106	25 452	13 106	10 000	25 452	13 106	13 106	25 452	13 106	
Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции					2 823 662	1 008 103	896 701	475 614	10 457	10 614	27 419	10 934	11 098	32 170	14 986	11 605	29 981	19 384	12 136	35 177	12 502	16 632	32 782	17 134	13 270	34 280	17 917	18 186	35 846	18 735	

Таблица 4.2.1.1 - Капитальные вложения рекомендуемый 2 вариант для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс.тенге

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы тыс.тенге	Стоимость всего тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																								
						2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
						7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
I						Строительство скважин (подземное строительство)																								
1	Ввод добывающих скважин	тыс.тенге	1	416 406	416 406	416 406	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	2	10 750	21 500	0	0	0	0	0	10 750	0	10 750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
3	Выбытие скважин	тыс.тенге	1	3 143	3 139	0	0	0	0	0	3 139	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Итого строительство скважин					441 045	416 406	0	0	0	0	13 889	0	10 750	0																
Итого строительство скважин с учетом инфляции					443 300	416 406	0	0	0	0	14 962	0	11 931	0																
II						Надземное строительство																								
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	тыс.тенге		6 696	6 696	6 696	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
2	Выкидные линии к добывающим скважинам 3"	тыс.тенге		2 612	2 612	2 612	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
3	Расширение манифольда СП-1	тыс.тенге		8 800	8 800	0	0	8 800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
4	8" водовод высокого давления от УПСВ	тыс.тенге		1 668	1 668	1 668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
5	Автомобильные дороги	тыс.тенге		6 964	6 964	6 964	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
6	Замена выкидных линий скважин			10 452	73 163	0	0	0	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0			
Итого надземное строительство					99 903	17 940	0	8 800	0	0	10 452	0																		
Итого надземное строительство с учетом инфляции					109 085	17 940	0	9 066	0	0	11 260	0	0	11 774	0															
III ПИР					0	290 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000				
Всего со строительством скважин					830 948	444 346	10 000	23 800	10 000	10 000	39 341	10 000	20 750	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000			
Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции					873 143	444 346	10 150	24 519	10 457	10 614	42 381	10 934	23 029	28 671	11 265	11 265	28 671	11 265	11 265	28 671	11 265	11 265	28 671	11 265	11 265	29 101	11 605			

4.2.2. Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- материальные производственные затраты;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;
- услуги ГДИС;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера;
- прочие необходимые затраты.

Расходы периода в свою очередь включают в себя:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

Моделирование эксплуатационных затрат и расходов периода по проекту приведено в таблицах 4.2.2.1-4.2.2.4, по остальным вариантам- представлены в табличных приложениях.

Таблица 4.2.2.1 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Затраты на материалы, химреагенты, ГСМ	ГДИС	Услуги сервисных компаний, прочие	КРС/ЛРС	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Работы и услуги произв.характера	НИОКР	Затраты на страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	10 272	3 766	23 455	8 929	9 818	41 711	94	0	5 610	113 653	7 831	10 984	19 525	38 340	255 647	6 346
2023	17 424	6 389	39 785	12 359	60 984	57 731	129	2 079	7 650	299 281	10 839	23 085	32 630	66 553	570 365	8 473
2024	16 746	6 140	38 236	15 053	58 610	70 317	158	4 877	9 180	419 453	13 202	30 164	30 896	74 261	713 030	11 186
2025	15 902	5 831	36 310	17 825	55 657	83 266	187	6 186	10 710	451 206	15 633	30 231	28 906	74 770	757 850	12 708
2026	14 496	5 315	33 099	18 093	50 736	84 515	189	6 604	10 710	429 633	15 868	26 794	25 960	68 622	722 013	13 480
2027	12 506	4 586	28 556	18 364	43 772	85 783	192	6 308	10 710	402 514	16 106	23 457	22 066	61 629	674 920	14 825
2028	10 767	3 948	24 585	18 640	37 684	87 070	195	5 917	10 710	379 585	16 347	20 093	18 717	55 157	634 257	16 425
2029	9 252	3 392	21 126	18 919	32 382	88 376	198	5 585	10 710	359 197	16 592	16 590	15 846	49 028	598 166	18 297
2030	7 954	2 916	18 162	18 289	27 839	85 430	192	5 295	10 200	344 545	16 039	13 188	13 421	42 648	563 469	20 349
2031	6 830	2 504	15 595	17 635	23 905	82 376	185	5 024	9 690	332 110	15 466	9 753	11 354	36 573	532 427	22 728
2032	5 870	2 152	13 403	17 899	20 544	83 612	187	4 786	9 690	320 740	15 698	6 170	9 614	31 481	510 365	25 731
2033	5 040	1 848	11 507	18 168	17 639	84 866	190	4 623	9 690	312 997	15 933	2 694	8 132	26 760	493 327	29 403
2034	5 107	1 873	11 662	16 499	17 876	77 072	173	4 504	8 670	127 947	14 470	597	8 120	23 187	294 569	17 584
2035	4 365	1 600	9 966	16 747	15 277	78 228	175	2 563	8 670	63 102	14 687	181	6 837	21 704	222 399	15 767
2036	3 516	1 289	8 028	15 998	12 305	74 730	168	1 879	8 160	52 766	14 030	326	5 425	19 782	198 619	17 745
2037	2 829	1 037	6 460	16 238	9 902	75 851	170	1 675	8 160	64 229	14 241	329	4 301	18 871	205 423	23 149
2038	2 258	828	5 156	15 451	7 904	72 177	162	1 757	7 650	38 462	13 551	189	3 382	17 122	168 928	24 207
2039	1 806	662	4 123	15 683	6 321	73 260	164	1 416	7 650	33 318	13 754	341	2 665	16 760	161 163	29 312
2040	1 447	530	3 303	14 857	5 063	69 402	156	1 347	7 140	49 425	13 030	344	2 103	15 477	168 147	38 749
2041	1 157	424	2 641	15 080	4 049	70 443	158	1 437	7 140	26 321	13 225	198	1 657	15 080	143 929	42 101
2042	925	339	2 112	15 306	3 237	71 499	160	1 198	7 140	23 788	13 424	357	1 305	15 086	140 792	52 278
2043	701	257	1 600	14 426	2 452	67 388	151	1 170	6 630	42 314	12 652	360	974	13 986	151 075	75 170
2044	569	209	1 299	13 516	1 991	63 137	142	1 290	6 120	20 178	11 854	207	779	12 840	121 291	75 438
2045	462	169	1 055	13 719	1 617	52 610	144	1 008	6 120	19 148	12 032	373	623	13 028	109 079	84 803
2046	375	138	856	12 764	1 313	48 150	134	900	5 610	40 173	11 194	376	499	12 069	122 483	119 030
Итого 2022-2046	158 575	58 144	362 079	396 459	528 877	1 829 000	4 151	79 427	210 120	4 766 084	347 699	217 377	275 738	840 814	9 233 731	16 231

Таблица 4.2.2.2 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Текущие расходы (ОС, ДЭС, АВТО)	Затраты на топливо	Услуги сервисных компаний	Услуги условно - постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	НИОКР	Затраты на страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ				
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	13	14	16	17	18	19	
2022	18	58	4	35 217	903	8 400	0	65	280 272	811	46 722	16 809	64 342	389 279	11 461	
2023	27	89	7	35 745	917	8 526	29 211	65	480 662	824	49 457	25 213	75 493	630 741	12 380	
2024	25	82	6	36 281	930	8 654	43 817	65	439 731	836	49 016	22 944	72 796	602 387	12 992	
2025	23	76	6	36 826	944	8 784	40 870	65	403 876	848	48 552	20 879	70 280	561 748	13 314	
2026	21	70	5	37 378	958	8 915	38 122	65	369 431	861	47 968	18 994	67 824	522 789	13 620	
2027	18	61	5	37 939	973	9 049	35 548	65	323 114	874	47 558	16 316	64 749	471 520	14 301	
2028	16	53	4	38 508	987	9 185	31 299	65	287 011	887	47 111	14 015	62 014	429 141	15 152	
2029	14	46	3	39 085	1 002	9 323	27 558	65	253 195	901	46 518	12 039	59 458	389 750	16 020	
2030	12	40	3	39 672	1 017	9 463	24 264	65	227 771	914	46 020	10 342	57 276	359 582	17 206	
2031	10	35	3	39 672	1 017	9 463	21 364	65	206 113	914	45 403	8 884	55 201	332 942	18 546	
2032	9	30	2	39 672	1 017	9 463	18 810	65	185 447	914	44 639	7 631	53 184	307 699	19 954	
2033	8	26	2	39 672	1 017	9 463	16 562	65	170 082	914	43 976	6 555	51 445	288 340	21 768	
2034	7	22	2	39 672	1 017	9 463	14 583	65	158 619	914	43 283	5 631	49 827	273 275	24 017	
2035	6	19	1	39 672	1 017	9 463	12 840	65	146 537	914	42 442	4 837	48 193	257 811	26 377	
2036	5	15	1	39 672	1 017	9 463	11 305	65	133 977	914	41 702	3 920	46 535	242 054	30 560	
2037	4	12	1	39 672	1 017	9 463	9 390	65	125 150	914	40 931	3 171	45 016	229 790	35 861	
2038	3	10	1	39 672	1 017	9 463	7 787	65	116 227	914	40 014	2 565	43 493	217 737	42 002	
2039	2	8	1	39 672	1 017	9 463	6 457	65	111 149	914	39 197	2 075	42 186	210 019	50 078	
2040	2	7	0	39 672	1 017	9 463	5 354	65	107 531	914	38 350	1 679	40 943	204 053	60 143	
2041	2	5	0	39 672	1 017	9 463	4 440	65	103 257	914	37 355	1 358	39 628	197 548	71 972	
2042	1	4	0	39 672	1 017	9 463	3 682	65	101 767	914	36 461	1 099	38 474	194 145	87 432	
2043	1	3	0	39 672	1 017	9 463	3 053	65	100 378	914	35 538	889	37 341	190 992	106 319	
2044	1	3	0	39 672	1 017	9 463	2 532	65	98 405	914	34 466	719	36 100	187 256	128 850	
2045	1	2	0	40 267	1 032	9 604	2 099	65	98 772	928	33 499	582	35 008	186 850	158 925	
2046	1	2	0	40 871	1 048	9 749	1 741	65	98 463	942	32 503	471	33 915	185 854	195 399	
Итого 2022-2046	234	781	59	973 192	24 954	232 127	412 687	1 613	5 126 937	22 422	1 058 683	209 615	1 290 720	8 063 302	19 036	

Таблица 4.2.2.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Административные расходы	Другие общехозяйственные расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2022	14 532	3 489	29 385	6 473	0	154 269	0	0	2 731	374	211 253	0	8 191
2023	14 750	3 542	29 825	6 570	12 198	264 251	0	0	2 772	496	334 403	2 079	13 688
2024	14 971	3 595	30 273	6 668	14 071	256 467	0	0	2 814	587	329 446	4 877	12 961
2025	15 196	3 649	30 727	6 768	11 242	245 947	0	0	2 856	678	317 061	6 186	12 126
2026	15 424	3 703	31 188	6 870	7 003	226 406	0	0	2 899	679	294 171	6 604	10 890
2027	15 655	3 759	31 655	6 973	6 669	197 256	0	0	2 942	679	265 589	6 308	9 257
2028	15 890	3 815	32 130	7 078	6 430	171 496	0	0	2 986	680	240 505	5 917	7 852
2029	16 128	3 873	32 612	7 184	5 917	148 819	0	0	3 031	681	218 244	5 585	6 647
2030	16 370	3 931	33 101	7 292	5 610	129 199	0	0	3 077	651	199 231	5 295	5 630
2031	16 616	3 990	33 598	7 401	5 537	112 036	0	0	3 123	622	182 921	5 024	4 763
2032	16 865	4 049	34 102	7 512	5 117	97 232	0	0	3 170	623	168 669	4 786	4 033
2033	17 118	4 110	34 613	7 625	4 907	84 305	0	0	3 217	623	156 519	4 623	3 411
2034	17 375	4 172	35 133	7 739	4 964	86 279	0	0	3 265	564	159 489	4 504	3 406
2035	17 635	4 234	35 660	7 855	2 916	74 462	0	0	3 314	565	146 641	2 563	2 868
2036	17 900	4 298	36 195	7 973	2 096	60 567	0	0	3 364	535	132 927	1 879	2 276
2037	18 168	4 362	36 737	8 092	2 098	49 218	0	0	3 414	536	122 627	1 675	1 804
2038	18 441	4 428	37 289	8 214	1 947	39 673	0	0	3 466	507	113 962	1 757	1 419
2039	18 717	4 494	37 848	8 337	1 645	32 039	0	0	3 518	507	107 106	1 416	1 118
2040	18 998	4 562	38 416	8 462	1 726	25 919	0	0	3 570	478	102 131	1 347	882
2041	19 283	4 630	38 992	8 589	1 657	20 929	0	0	3 624	479	98 184	1 437	695
2042	19 572	4 700	39 577	23 478	1 381	16 900	0	0	3 678	480	109 766	1 198	548
2043	19 866	4 770	40 170	17 784	1 554	12 927	0	0	3 734	450	101 255	1 170	409
2044	20 164	4 842	40 773	14 440	1 511	10 600	0	0	3 790	421	96 541	1 290	327
2045	20 466	4 914	41 384	11 726	1 233	8 692	0	0	3 846	422	92 684	1 008	262
2046	24 928	4 988	42 005	9 521	1 280	7 128	0	0	3 904	393	94 147	888	209
Итого 2022-2046	441 026	104 897	883 387	226 623	110 709	2 533 016	0	0	82 105	13 710	4 395 472	79 415	115 673

Таблица 4.2.2.4 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Расходы периода			Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Другие административные расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2022	0,0	215,0	34 400,0	96 514,2	0,0	0,0	0,0	256,7	131 386,0	4 443,5	1 165,1
2023	0,0	218,2	34 400,0	144 771,4	0,0	0,0	0,0	257,4	179 646,9	100,0	1 747,6
2024	0,0	221,5	34 400,0	135 035,5	0,0	0,0	0,0	258,0	169 915,0	238,0	1 590,4
2025	0,0	224,8	34 400,0	125 954,4	0,0	0,0	0,0	258,7	160 837,9	100,0	1 447,2
2026	0,0	228,2	34 400,0	117 450,4	0,0	0,0	0,0	259,3	152 337,9	100,0	1 316,6
2027	0,0	231,6	34 400,0	103 412,1	0,0	0,0	0,0	260,0	138 303,8	393,4	1 131,0
2028	0,0	235,1	34 400,0	91 051,8	0,0	0,0	0,0	260,7	125 947,6	100,0	971,5
2029	0,0	238,6	34 400,0	80 168,8	0,0	0,0	0,0	261,4	115 068,9	207,5	834,5
2030	0,0	242,2	34 400,0	70 586,6	0,0	0,0	0,0	262,1	105 491,0	254,5	716,8
2031	0,0	242,2	34 400,0	62 149,8	0,0	0,0	0,0	262,1	97 054,1	100,0	615,8
2032	0,0	242,2	34 400,0	54 721,3	0,0	0,0	0,0	262,1	89 625,7	100,0	528,9
2033	0,0	242,2	34 400,0	48 180,7	0,0	0,0	0,0	262,1	83 085,1	254,5	454,4
2034	0,0	242,2	34 400,0	42 421,9	0,0	0,0	0,0	262,1	77 326,3	100,0	390,3
2035	0,0	242,2	34 400,0	37 351,5	0,0	0,0	0,0	262,1	72 255,8	100,0	335,3
2036	0,0	242,2	34 400,0	31 025,1	0,0	0,0	0,0	262,1	65 929,4	254,5	271,7
2037	0,0	242,2	34 400,0	25 726,8	0,0	0,0	0,0	262,1	60 631,1	100,0	219,8
2038	0,0	242,2	34 400,0	21 333,3	0,0	0,0	0,0	262,1	56 237,6	100,0	177,8
2039	0,0	242,2	34 400,0	17 690,1	0,0	0,0	0,0	262,1	52 594,4	254,5	143,9
2040	0,0	242,2	34 400,0	14 669,1	0,0	0,0	0,0	262,1	49 573,4	100,0	116,4
2041	0,0	242,2	34 400,0	12 164,0	0,0	0,0	0,0	262,1	47 068,3	100,0	94,1
2042	0,0	242,2	34 400,0	10 086,7	0,0	0,0	0,0	262,1	44 991,0	254,5	76,2
2043	0,0	242,2	34 400,0	8 364,1	0,0	0,0	0,0	262,1	43 268,5	100,0	61,6
2044	0,0	242,2	34 400,0	6 935,7	0,0	0,0	0,0	262,1	41 840,1	100,0	49,8
2045	0,0	245,8	34 400,0	5 751,3	0,0	0,0	0,0	262,9	40 660,0	254,5	40,3
2046	0,0	249,5	34 400,0	4 769,1	0,0	0,0	0,0	263,6	39 682,2	100,0	32,6
Итого 2022-2046	0	5 941	860 000	1 368 286	0	0	0	6 531	2 240 758	8 309	14 530

4.2.3 Экономические показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 11,34 %;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился:

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2022 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 11,34%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.3.1-4.2.3.4 и в Приложениях.

Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в рекомендуемом 2 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	3 176 528	3 176 528	635 306	2 733 241	215 063	2 518 178
2023	5 491 458	5 491 458	1 098 292	4 565 045	263 499	4 301 545
2024	5 276 663	5 276 663	1 055 333	4 274 285	222 710	4 051 575
2025	5 142 734	5 142 734	1 028 547	4 006 041	160 034	3 846 008
2026	4 786 940	4 786 940	957 388	3 649 894	151 422	3 498 472
2027	4 173 467	4 173 467	834 693	3 123 919	142 606	2 981 313
2028	3 625 730	3 625 730	725 146	2 659 176	130 422	2 528 754
2029	3 135 810	3 135 810	627 162	2 252 046	121 762	2 130 283
2030	2 708 056	2 708 056	541 611	1 903 796	116 840	1 786 955
2031	2 336 205	2 336 205	467 241	1 599 021	107 318	1 491 704
2032	2 007 431	2 007 431	401 486	1 333 214	101 421	1 231 793
2033	1 712 637	1 712 637	342 527	1 100 074	99 740	1 000 335
2034	1 781 347	1 781 347	356 269	1 331 410	69 796	1 261 614
2035	1 515 790	1 515 790	303 158	1 177 609	56 058	1 121 551
2036	1 197 101	1 197 101	239 420	933 911	53 777	880 133
2037	934 606	934 606	186 921	707 833	49 885	657 949
2038	719 744	719 744	143 949	558 439	43 891	514 547
2039	536 403	536 403	107 281	420 179	44 020	376 160
2040	401 480	401 480	80 296	292 969	41 998	250 971
2041	284 551	284 551	56 910	220 307	37 339	182 967
2042	169 286	169 286	33 857	134 909	4 364	130 545
2043	89 906	89 906	17 981	50 192	0	50 192
2044	46 133	46 133	9 227	35 432	0	35 432
2045	9 179	9 179	1 836	11 699	0	11 699
2046	0	0	0	-40 128	0	-40 128
Итого 2022-2046	51 259 184	51 259 184	10 251 837	39 034 514	2 233 966	36 800 548

Таблица 4.2.3.2 - Расчет чистой прибыли в рекомендуемом 2 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 833 929	1 833 929	366 786	2 028 074	140 740	1 887 334
2023	3 442 483	3 442 483	688 497	2 880 968	119 246	2 761 722
2024	3 308 865	3 308 865	661 773	2 651 127	115 804	2 535 323
2025	3 169 901	3 169 901	633 980	2 454 065	106 516	2 347 549
2026	3 013 147	3 013 147	602 629	2 275 620	99 638	2 175 982
2027	2 662 092	2 662 092	532 418	1 986 140	94 791	1 891 350
2028	2 354 436	2 354 436	470 887	1 728 756	82 229	1 646 528
2029	2 072 204	2 072 204	414 441	1 506 116	76 689	1 429 427
2030	1 817 052	1 817 052	363 410	1 306 944	71 734	1 235 211
2031	1 594 968	1 594 968	318 994	1 131 341	64 087	1 067 254
2032	1 396 321	1 396 321	279 264	978 996	59 337	919 659
2033	1 214 079	1 214 079	242 816	843 305	58 117	785 188
2034	1 058 017	1 058 017	211 603	721 262	52 542	668 720
2035	919 287	919 287	183 857	616 132	49 556	566 576
2036	736 851	736 851	147 370	483 136	48 891	434 245
2037	590 021	590 021	118 004	369 911	43 791	326 120
2038	467 913	467 913	93 583	277 846	41 400	236 446
2039	361 312	361 312	72 262	200 141	26 294	173 847
2040	278 502	278 502	55 700	134 436	11 766	122 670
2041	209 654	209 654	41 931	81 418	613	80 804
2042	147 354	147 354	29 471	36 349	0	36 349
2043	101 386	101 386	20 277	-1 548	0	-1 548
2044	63 165	63 165	12 633	-31 960	0	-31 960
2045	25 431	25 431	5 086	-58 821	0	-58 821
2046	0	0	0	-81 325	0	-81 325
Итого 2022-2046	32 838 371	32 838 371	6 567 674	24 518 430	1 363 779	23 154 650

Таблица.4.2.3.3 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)			Срок окупаемости (дисконт 11,34 %)
					7,50%	11,34%	15,50%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2022	2 518 178	1 737 380	1 737 380	78%	1 616 168	1 560 428	1 504 225	
2023	4 301 545	4 003 407	5 740 787	113%	3 464 279	3 229 441	3 000 998	
2024	4 051 575	4 414 866	10 155 653	136%	3 553 793	3 198 629	2 865 310	
2025	3 846 008	4 297 214	14 452 867	155%	3 217 756	2 796 289	2 414 677	
2026	3 498 472	3 928 106	18 380 973	166%	2 736 156	2 295 763	1 911 055	
2027	2 981 313	3 383 827	21 764 799	173%	2 192 589	1 776 236	1 425 332	
2028	2 528 754	2 908 338	24 673 138	176%	1 753 015	1 371 154	1 060 647	
2029	2 130 283	2 489 480	27 162 618	178%	1 395 857	1 054 142	786 055	
2030	1 786 955	2 131 501	29 294 118	179%	1 111 755	810 633	582 703	
2031	1 491 704	1 823 814	31 117 932	180%	884 903	622 972	431 679	
2032	1 231 793	1 552 533	32 670 465	179%	700 725	476 297	318 155	
2033	1 000 335	1 313 331	33 983 796	179%	551 408	361 876	233 019	
2034	1 261 614	1 389 561	35 373 357	179%	542 710	343 884	213 458	
2035	1 121 551	1 184 654	36 558 011	178%	430 401	263 314	157 559	
2036	880 133	932 899	37 490 910	178%	315 288	186 237	107 425	
2037	657 949	722 178	38 213 088	177%	227 043	129 487	72 000	
2038	514 547	553 009	38 766 097	122%	161 729	89 056	47 735	
2039	376 160	409 477	39 175 575	97%	111 398	59 225	30 602	
2040	250 971	300 397	39 475 971	83%	76 021	39 023	19 437	
2041	182 967	209 288	39 685 259	64%	49 269	24 419	11 725	
2042	130 545	143 842	39 829 102	48%	31 500	15 073	6 977	
2043	50 192	92 506	39 921 607	37%	18 844	8 706	3 885	
2044	35 432	55 610	39 977 217	25%	10 538	4 701	2 022	
2045	11 699	14 149	39 991 366	6%	2 494	1 074	445	
2046	-40 128	45	39 991 411	0%	7	3	1	
Итого 2022-2046	36 429 841	39 991 411	39 991 411	164%	25 155 648	20 718 063	17 207 128	0

Таблица.4.2.3.4 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)			Срок окупаемости (дисконт 11,34 %)
					7,50%	11,34%	15,50%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2022	1 887 334	2 003 532	2 003 532	167,3%	1 863 751	1 799 472	1 734 660	
2023	2 761 722	3 242 384	5 245 916	223,5%	2 805 741	2 615 544	2 430 527	
2024	2 535 323	2 975 054	8 220 970	236,0%	2 394 801	2 155 466	1 930 852	
2025	2 347 549	2 751 425	10 972 395	240,9%	2 060 268	1 790 411	1 546 072	
2026	2 175 982	2 545 413	13 517 808	242,5%	1 773 029	1 487 655	1 238 364	
2027	1 891 350	2 214 463	15 732 272	240,8%	1 434 887	1 162 415	932 774	
2028	1 646 528	1 933 539	17 665 810	239,8%	1 165 450	911 579	705 146	
2029	1 429 427	1 682 621	19 348 432	237,9%	943 449	712 486	531 289	
2030	1 235 211	1 462 981	20 811 413	235,6%	763 067	556 388	399 946	
2031	1 067 254	1 273 367	22 084 780	233,6%	617 830	434 952	301 393	
2032	919 659	1 105 107	23 189 887	231,5%	498 782	339 032	226 466	
2033	785 188	955 270	24 145 157	228,9%	401 074	263 216	169 489	
2034	668 720	827 339	24 972 496	226,7%	323 127	204 747	127 092	
2035	566 576	713 113	25 685 609	224,4%	259 084	158 504	94 844	
2036	434 245	568 222	26 253 832	221,7%	192 040	113 436	65 432	
2037	326 120	451 270	26 705 102	219,2%	141 874	80 913	44 991	
2038	236 446	352 673	27 057 775	115,9%	103 140	56 794	30 442	
2039	173 847	284 996	27 342 771	102,1%	77 533	41 221	21 299	
2040	122 670	230 201	27 572 972	102,3%	58 257	29 904	14 895	
2041	80 804	184 062	27 757 034	94,2%	43 331	21 475	10 312	
2042	36 349	138 116	27 895 150	70,5%	30 246	14 473	6 699	
2043	-1 548	98 830	27 993 980	59,7%	20 133	9 302	4 150	
2044	-31 960	66 445	28 060 425	42,9%	12 591	5 617	2 416	
2045	-58 821	39 950	28 100 375	24,5%	7 042	3 033	1 258	
2046	-81 325	17 138	28 117 514	12,3%	2 810	1 169	467	
Итого 2022-2046	23 154 650	28 117 514	28 117 514	200,0%	17 993 338	14 969 205	12 571 275	0

4.2.4 Бюджетная эффективность проекта

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 01.06.2021 года. Все налоговые обязательства недропользователей рассчитываются и уплачиваются в тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;
- налоги и сборы, зависящие от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);
- НДСПИ – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;
- рентный налог на экспортируемую сырую нефть начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК;
- экспортная таможенная пошлина – по скользящей шкале ставок от продажи за тенге/тонну (действует с 01.03.2016г.);
- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;

Налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д. Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблице 4.2.4.1-4.2.4.4.

Таблица 4.2.4.1 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2022	475 090	11 794	3 368 547	305 671	667 109	3 176 528
2023	920 535	13 674	5 663 336	471 159	1 092 414	5 491 458
2024	1 060 313	16 634	5 329 617	472 407	1 113 268	5 276 663
2025	1 093 223	18 331	5 034 588	343 061	985 078	5 142 734
2026	1 033 677	19 299	4 607 282	249 976	854 019	4 786 940
2027	956 074	21 001	3 958 613	187 660	741 220	4 173 467
2028	888 530	23 010	3 384 322	138 177	647 122	3 625 730
2029	828 643	25 347	2 879 208	102 595	572 040	3 135 810
2030	773 625	27 939	2 445 407	81 896	510 976	2 708 056
2031	725 136	30 955	2 066 262	62 167	455 193	2 336 205
2032	687 853	34 680	1 734 700	48 010	415 123	2 007 431
2033	657 880	39 211	1 442 602	42 962	387 845	1 712 637
2034	461 969	27 577	1 687 679	34 280	368 302	1 781 347
2035	374 471	26 549	1 480 767	28 080	339 448	1 515 790
2036	335 701	29 992	1 173 331	28 995	311 931	1 197 101
2037	331 529	37 360	894 755	24 377	291 678	934 606
2038	286 066	40 993	702 387	21 105	268 709	719 744
2039	270 802	49 253	527 460	24 375	261 859	536 403
2040	272 507	62 798	373 265	21 210	244 292	401 480
2041	244 244	71 445	277 217	18 987	236 910	284 551
2042	252 304	93 684	168 766	23 269	251 784	169 286
2043	253 909	126 337	68 173	20 581	232 176	89 906
2044	219 448	136 488	44 659	18 704	217 974	46 133
2045	203 033	157 848	13 535	23 504	207 389	9 179
2046	217 727	211 589	-40 128	20 925	198 479	0
Итого 2022-2046	13 824 290	24 301	49 286 351	2 814 131	11 872 337	51 259 184

Таблица 4.2.4.2 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2022	526 274	15 493,8	2 394 860	841 203	1 087 204	1 833 929
2023	812 235	15 941,8	3 569 465	607 643	939 217	3 442 483
2024	774 130	16 696,6	3 312 901	443 766	778 165	3 308 865
2025	724 133	17 162,9	3 088 045	322 020	642 277	3 169 901
2026	676 544	17 625,9	2 878 249	234 534	541 646	3 013 147
2027	611 348	18 541,8	2 518 559	179 581	467 815	2 662 092
2028	556 161	19 636,7	2 199 644	132 218	401 368	2 354 436
2029	505 860	20 792,5	1 920 556	101 547	354 213	2 072 204
2030	466 045	22 300,3	1 670 355	81 073	319 347	1 817 052
2031	430 712	23 992,6	1 450 335	61 480	286 078	1 594 968
2032	397 954	25 806,5	1 258 260	47 387	259 893	1 396 321
2033	372 134	28 093,3	1 086 121	42 123	244 176	1 214 079
2034	351 092	30 855,4	932 865	33 467	225 940	1 058 017
2035	330 502	33 813,6	799 990	27 240	211 205	919 287
2036	308 510	38 949,7	630 507	27 633	202 166	736 851
2037	290 741	45 372,5	487 915	23 045	188 635	590 021
2038	274 252	52 904,0	371 429	19 743	177 768	467 913
2039	263 012	62 714,0	272 403	22 240	174 103	361 312
2040	253 843	74 818,0	190 136	19 165	165 477	278 502
2041	244 810	89 191,3	123 349	16 952	158 505	209 654
2042	239 467	107 842,5	65 820	20 233	157 932	147 354
2043	234 422	130 495,2	18 729	17 721	151 765	101 386
2044	229 246	157 742,5	-19 327	15 913	146 754	63 165
2045	227 805	193 759,3	-53 735	19 605	148 639	25 431
2046	225 669	237 258,3	-81 325	17 365	144 571	0
Итого 2022-2046	10 326 899	24 379,4	31 086 104	3 374 897	8 574 859	32 838 371

Таблица 4.2.4.3 - Расчет бюджетной эффективности рекомендуемого 2 варианта разработки для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге											Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	7,50%	11,34%	15,50%
												14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2022	5 533	5 030	0	10 984	43	0	19 525	332	635 306	215 063	891 814	829 594	800 983	772 133
2023	7 130	6 481	0	23 085	43	0	32 630	453	1 098 292	263 499	1 431 612	1 238 821	1 154 843	1 073 152
2024	8 389	7 626	0	30 164	44	0	30 896	543	1 055 333	222 710	1 355 704	1 091 288	982 225	879 871
2025	9 685	8 804	0	30 231	44	0	28 906	634	1 028 547	160 034	1 266 884	948 643	824 389	711 883
2026	9 830	8 936	0	26 794	45	0	25 960	634	957 388	151 422	1 181 010	822 643	690 236	574 571
2027	9 977	9 070	0	23 457	46	0	22 066	634	834 693	142 606	1 042 550	675 532	547 255	439 142
2028	10 127	9 206	0	20 093	46	0	18 717	634	725 146	130 422	914 391	551 154	431 096	333 471
2029	10 279	9 344	0	16 590	47	0	15 846	634	627 162	121 762	801 664	449 495	339 456	253 126
2030	10 013	9 103	0	13 188	48	0	13 421	604	541 611	116 840	704 828	367 626	268 054	192 684
2031	9 737	8 852	0	9 753	49	0	11 354	573	467 241	107 318	614 876	298 334	210 027	145 535
2032	9 883	8 984	0	6 170	49	0	9 614	573	401 486	101 421	538 181	242 904	165 107	110 288
2033	10 031	9 119	0	2 694	50	0	8 132	573	342 527	99 740	472 868	198 535	130 294	83 899
2034	9 290	8 445	0	597	51	0	8 120	513	356 269	69 796	453 081	176 956	112 127	69 600
2035	9 429	8 572	0	181	52	0	6 837	513	303 158	56 058	384 799	139 803	85 530	51 178
2036	9 111	8 283	0	326	52	0	5 425	483	239 420	53 777	316 878	107 094	63 259	36 489
2037	9 248	8 407	0	329	53	0	4 301	483	186 921	49 885	259 627	81 623	46 551	25 884
2038	8 914	8 103	0	189	54	0	3 382	453	143 949	43 891	208 935	61 104	33 647	18 035
2039	9 047	8 225	0	341	55	0	2 665	453	107 281	44 020	172 086	46 816	24 890	12 861
2040	8 695	7 905	0	344	56	0	2 103	422	80 296	41 998	141 820	35 890	18 423	9 177
2041	8 826	8 024	0	198	56	0	1 657	422	56 910	37 339	113 433	26 704	13 235	6 355
2042	8 958	8 144	0	357	57	0	1 305	422	33 857	4 364	57 465	12 584	6 022	2 787
2043	8 583	7 803	0	360	58	0	974	392	17 981	0	36 151	7 364	3 402	1 518
2044	8 194	7 449	0	207	59	0	779	362	9 227	0	26 277	4 979	2 221	955
2045	8 317	7 561	0	373	60	0	623	362	1 836	0	19 132	3 373	1 453	602
2046	7 909	7 190	0	376	61	0	499	332	0	0	16 366	2 684	1 116	446
Итого 2022-2046	225 135	204 668	0	217 377	1 278	0	275 738	12 432	10 251 837	2 233 966	13 422 431	8 421 545	6 955 839	5 805 643

Таблица 4.2.4.4 - Расчет бюджетной эффективности рекомендуемого 2 варианта разработки для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге											Дисконтированный доход РК при		
	Налоговые платежи от ФОР ОПН	Налоговые платежи от ФОР АУП	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество и на транспорт	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСН	Суммарный доход РК	7,50%	11,34%	15,50%
												14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2022	811	0	0	46 722	43,0	0	16 809	214	366 786	140 740	572 124	532 209	513 853	495 346
2023	824	0	0	49 457	43,6	0	25 213	214	688 497	119 246	883 493	764 515	712 690	662 276
2024	836	0	0	49 016	44,3	0	22 944	214	661 773	115 804	850 631	684 725	616 294	552 072
2025	848	0	0	48 552	45,0	0	20 879	214	633 980	106 516	811 034	607 303	527 757	455 734
2026	861	0	0	47 968	45,6	0	18 994	214	602 629	99 638	770 350	536 594	450 228	374 782
2027	874	0	0	47 558	46,3	0	16 316	214	532 418	94 791	692 218	448 530	363 359	291 575
2028	887	0	0	47 111	47,0	0	14 015	214	470 887	82 229	615 390	370 930	290 130	224 428
2029	901	0	0	46 518	47,7	0	12 039	214	414 441	76 689	550 849	308 863	233 251	173 931
2030	914	0	0	46 020	48,4	0	10 342	214	363 410	71 734	492 682	256 975	187 372	134 688
2031	914	0	0	45 403	48,4	0	8 884	214	318 994	64 087	438 543	212 779	149 796	103 799
2032	914	0	0	44 639	48,4	0	7 631	214	279 264	59 337	392 047	176 948	120 275	80 341
2033	914	0	0	43 976	48,4	0	6 555	214	242 816	58 117	352 640	148 057	97 167	62 567
2034	914	0	0	43 283	48,4	0	5 631	214	211 603	52 542	314 235	122 728	77 766	48 271
2035	914	0	0	42 442	48,4	0	4 837	214	183 857	49 556	281 868	102 407	62 651	37 489
2036	914	0	0	41 702	48,4	0	3 920	214	147 370	48 891	243 059	82 146	48 522	27 989
2037	914	0	0	40 931	48,4	0	3 171	214	118 004	43 791	207 073	65 101	37 128	20 645
2038	914	0	0	40 014	48,4	0	2 565	214	93 583	41 400	178 738	52 272	28 784	15 428
2039	914	0	0	39 197	48,4	0	2 075	214	72 262	26 294	141 004	38 360	20 394	10 538
2040	914	0	0	38 350	48,4	0	1 679	214	55 700	11 766	108 671	27 501	14 117	7 032
2041	914	0	0	37 355	48,4	0	1 358	214	41 931	613	82 434	19 406	9 618	4 618
2042	914	0	0	36 461	48,4	0	1 099	214	29 471	0	68 207	14 937	7 148	3 308
2043	914	0	0	35 538	48,4	0	889	214	20 277	0	57 880	11 791	5 448	2 431
2044	914	0	0	34 466	48,4	0	719	214	12 633	0	48 995	9 284	4 142	1 781
2045	928	0	0	33 499	49,2	0	582	214	5 086	0	40 357	7 114	3 064	1 270
2046	942	0	0	32 503	49,9	0	471	214	0	0	34 179	5 605	2 331	932
Итого 2022-2046	22 422	0	0	1 058 683	1 188	0	209 615	5 343	6 567 674	1 363 779	9 228 704	5 607 078	4 583 283	3 793 270

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Для достижения утвержденной величины коэффициента извлечения нефти были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Бухарсай.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый 2 вариант, обеспечивающий выработку всех утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды.

Разработка месторождения согласно экономическим расчетам рентабельна до 2040 года.

В таблице 4.3.1 и 4.3.2 представлено сопоставление расчетных коэффициентов извлечения по вариантам по каждому недропользователю отдельно.

Таблица 4.3.1– Сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр по вариантам. Котрактная территория АО «ПККР»

Объект	Утвержденные извлекаемые запасы, тыс.т	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
		КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
I	689	0,283	487,3	0,400	689	0,368	634,4
II	10	0,064	10	0,064	10	0,064	10
III	10	0,156	10	0,156	10	0,156	10
Итого по мест.	709	0,261	507,3	0,365	709	0,338	657,8

Таблица 4.3.2– Сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр по вариантам. Котрактная территория ТОО «Саутс Ойл»

Объект	Утвержденные извлекаемые запасы, тыс.т	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
		КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
I	466	0,344	400,9	0,400	466	0,371	431,6
Итого по мест.	466	0,344	400,9	0,400	466	0,371	431,6

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Были рассмотрены технико-экономические показатели 3 вариантов разработки.

По **первому варианту** разработки месторождения Бухарсай для АО «ПКР» не планируется введение новых добывающих скважины. Рентабельный период составляет– 23 года. За этот период суммарная добыча нефти составит 352,4 тыс.т. нефти и достигается КИН 25,3%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7.5, 11.34, 15.5%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно: 16 173,1 млн.тенге, 13 501,9 млн.тенге и 11 374,5 млн.тенге. Капитальные вложения составят 545,7 млн.тенге, которые окупятся менее чем через год. Суммарные поступления, за 23 года рентабельного периода составят 38 079,2 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 18 819,6 тенге.

По **третьему варианту**. Рентабельный период составляет– 24 года, за этот период будет добыто 514,7 тыс.т. нефти. Суммарные поступления, за 24 года рентабельного периода составят 56 010,1 млн.тенге. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7.5, 11.34, 15.5%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно: 21 778,8 млн. тенге, 17 933,1 млн.тенге и 14 891,7 млн.тенге. Капитальные вложения составят 2 416,3 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 21 543,2 тенге. Высокие показатель себестоимости за счет того, что дополнительно идут затраты на применение НПАВ= 0.075%. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 157%.

По **второму рекомендуемому варианту** разработки месторождения предполагается бурение 5 новых добывающих и 5 нагнетальных скважин. Рентабельный период составляет– 25 лет. Суммарные поступления за рентабельный период составит 63 110,6 млн.тенге. За этот период будет добыто 568,9 тыс.т. нефти и достигается КИН= 36,5%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7.5, 11.34, 15.5%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения 25 155,6, 20 718,1 и 17 207,1 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 24 300,6 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 164%. Индекс доходности компании (PI = 11,3 единиц при дисконте 11,34%) превышает 1, указывая на то, что данный вариант экономически привлекателен. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные экономические показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1 -. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

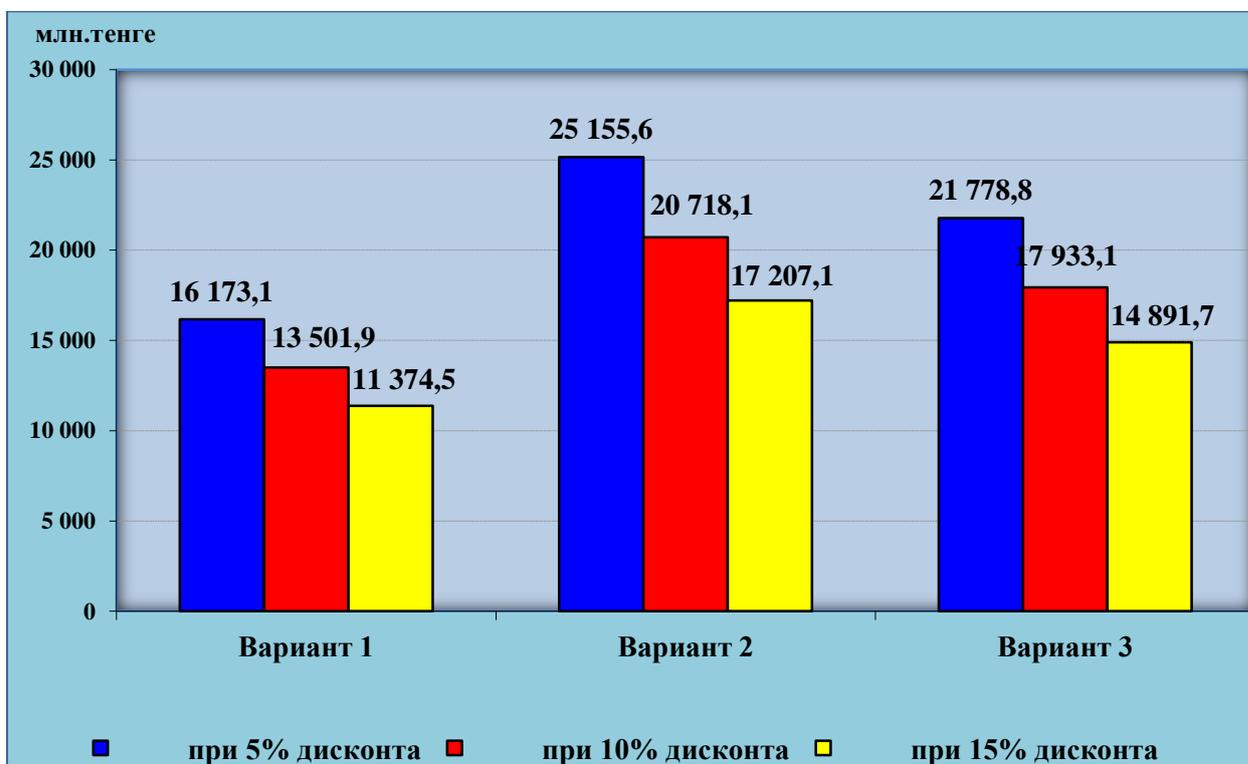


Рисунок 5.1.1 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

По **первому варианту** разработки месторождения Бухарсай для ТОО "Саутс Ойл" не планируется введение новых добывающих скважины. Рентабельный период составляет– 25 лет. За этот период суммарная добыча нефти составит 332,6 тыс.т. нефти и достигается КИН 32,3%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7,5, 11,34, 15,5%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно: 14 277,0 млн.тенге, 11 908,6 млн.тенге и 10 025,7 млн.тенге. Капитальные вложения составят 420,4 млн.тенге, которые окупятся менее чем через год. Суммарные поступления, за 25 лет рентабельного периода составят 32 512,7 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 21 770,2 тенге.

По **третьему варианту**. Рентабельный период составляет– 25 лет, за этот период будет добыто 338,2 тыс.т. нефти. Суммарные поступления, за 25 лет рентабельного периода составят 33 260,2 млн.тенге. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7,5, 11,34, 15,5%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно: 13 827,1 млн. тенге, 11 491,1 млн.тенге и 9 641,0 млн.тенге.. Капитальные вложения составят 943,1 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 28 964,4 тенге. Высокие показатель себестоимости

за счет того, что дополнительно идут затраты на применение НПАВ= 0.075%. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 187,3%.

По **второму рекомендуемому варианту** разработки месторождения предполагается бурение 1 новой добывающей скважины. Рентабельный период составляет– 25 лет. Суммарные поступления за рентабельный период составит 41 413,0 млн.тенге. За этот период будет добыто 423,6 тыс.т. нефти и достигается КИН- 40,0%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7.5, 11.34, 15.5%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения 17 993,3 14 969,2 и 12 571,3 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 24 379,4 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 200%. Индекс доходности компании (PI = 32,5 единиц при дисконте 11,34%) превышает 1, указывая на то, что данный вариант экономически привлекателен. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные экономические показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.2 -. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

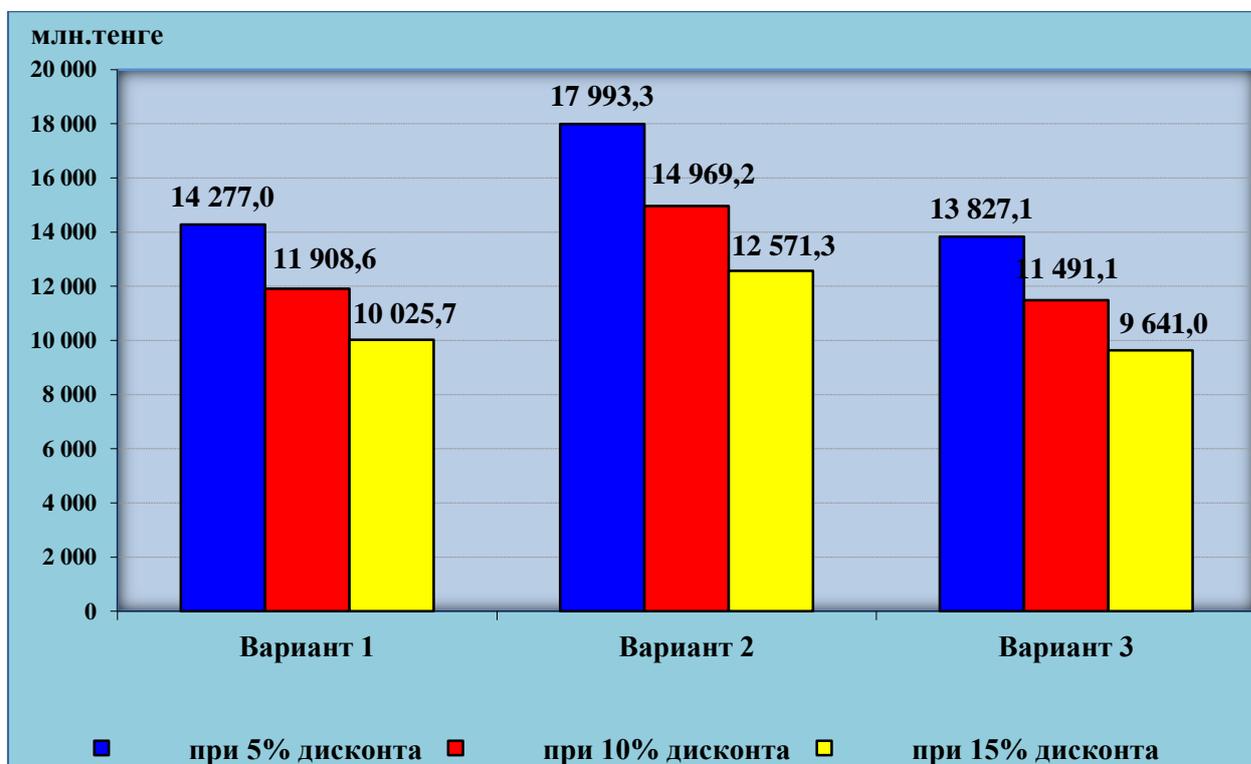


Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 5.1.1-5.1.2.

Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз»

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2022-2060	2022-2044	2022-2046	2022-2046	2021-2060	2021-2045
2	Ввод добывающих скважин, шт.			5	5	3	3
3	Выбытие скважин, шт.	6	4	10	10	7	4
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	356,1	352,4	568,9	568,9	520,4	514,7
5	Добыча газа попутного, млн.м ³	9,84	9,75	15,5	15,5	14,3	14,2
6	Добыча жидкости, тыс.т	2 494	1 453	2 071	2 071	3 685	2 157
7	Закачка воды, тыс.м ³	0	0	1 899	1 899	3 586	1 990
8	Суммарная продажа нефти, тыс.т	352,9	349,2	563,8	563,8	515,7	510,0
9	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	38 743,0	38 079,2	63 110,6	63 110,6	57 070,3	56 010,1
10	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	9 426,0	6 631,6	13 824,3	13 824,3	13 272,4	11 087,7
11	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т	26 472,8	18 819,6	24 300,6	24 300,6	25 502,8	21 543,2
12	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	954,9	545,7	2 823,7	2 823,7	2 794,3	2 416,3
13	Удельные капитальные вложения, тенге/т	2 681,7	1 548,7	4 963,5	4 963,5	5 369,2	4 694,8
14	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	31 814,6	31 814,6	51 259,2	51 259,2	44 545,7	44 545,7
15	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	6 362,9	6 362,9	10 251,8	10 251,8	8 909,1	8 909,1
16	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	878,0	878,0	2 234,0	2 234,0	1 731,0	1 731,0
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 11,34%, млн.тенге	13 443,4	13 501,9	20 718,1	20 718,1	17 863,0	17 933,1
18	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	143%	185%	164%	164%	125%	157%
19	Срок окупаемости, лет	0	0	0	0	0	0
20	Дисконтированный срок окупаемости, лет	0	0	0	0	0	0
21	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	23 182,8	25 008,0	39 991,4	39 991,4	32 299,1	34 648,0
22	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	7 981,6	7 788,0	13 422,4	13 422,4	11 713,1	11 528,2
23	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	25,5%	25,3%	36,5%	36,5%	34,0%	33,7%

Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения для ТОО «САУТС-ОЙЛ».

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2022-2060	2022-2046	2022-2046	2022-2046	2022-2060	2022-2046
2	Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	1	1	0	0
3	Выбытие скважин, шт.	2	2	1	1	0	0
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	335,6	332,6	423,6	423,6	342,1	338,2
5	Добыча газа попутного, млн.м ³	3,02	2,99	3,8	3,8	3,1	3,0
6	Добыча жидкости, тыс.т	2 480	1 462	1 801	1 801	2 568	1 520
7	Закачка воды, тыс.м ³	0	0	1 465	1 465	2 520	1 427
8	Суммарная продажа нефти, тыс.т	335,6	332,6	423,6	423,6	342,1	338,2
9	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	33 022,9	32 512,7	41 413,0	41 413,0	33 925,3	33 260,2
10	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	9 584,1	7 239,8	10 326,9	10 326,9	12 942,6	9 795,9
11	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т	28 562,0	21 770,2	24 379,4	24 379,4	37 830,9	28 964,4
12	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	703,6	420,4	873,1	873,1	1 226,3	943,1
13	Удельные капитальные вложения, тенге/т	2 097,0	1 264,3	2 061,3	2 061,3	3 584,4	2 788,4
14	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	25 259,0	25 259,0	32 838,4	32 838,4	24 639,4	24 639,4
15	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	5 051,8	5 051,8	6 567,7	6 567,7	4 927,9	4 927,9
16	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	951,6	951,6	1 363,8	1 363,8	1 188,1	1 188,1
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 11,34%, млн.тенге	11 879,43	11 908,57	14 969,20	14 969,20	11 465,41	11 491,09
18	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	167,9%	205,6%	200,0%	200,0%	147,3%	177,3%
19	Срок окупаемости, лет	0	0	0	0	0	0
20	Дисконтированный срок окупаемости, лет	0	0	0	0	0	0
21	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	21 139,3	22 157,8	28 117,5	28 117,5	20 766,3	21 687,8
22	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	7 839,8	7 288,3	9 228,7	9 228,7	7 686,3	7 364,4
23	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	32,5%	32,3%	40,0%	40,0%	33,0%	32,7%

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

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

По состоянию на 01.06.2021 г на месторождении Бухарсай общий фонд пробуренных скважин составляет 22 единиц. Из них в простое 16 скважин (2, 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 61, 63, 64, 65, 66, 67), ликвидированы 5 скважины (1, 4, 8, 9, 12), скважина №10 в освоении после бурения.

Учитывая геолого-физическую характеристику горизонтов и физико-химические свойства добываемой продукции можно сделать вывод, что разработка месторождения Бухарсай будет осуществляться механизированным способом добычи нефти с использованием электроцентробежных насосных установок (УЭЦН) и скважинными штанговыми глубиннонасосными установками (СШНУ).

Область применения УЭЦН — это высокодебитные, обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом от 10 до 1300 м³/сут и высотой подъема 500 ÷ 2000 м. Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам: жидкость с содержанием механических примесей не более 0.5 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 25%; сероводорода не более 1.25 г/л; воды не более 99 %; водородный показатель (рН) пластовой воды в пределах 4,0 ÷ 8,5. Температура в зоне размещения электродвигателя не более + 170°С.

С использованием УЭЦН на месторождении Бухарсай эксплуатация осуществляется скважинами №№ 3,5,6,7,11,21,22,23,24 из I объекта М-II горизонта, со средним дебитом жидкости 67,67 т/сут, средним дебитом нефти 66,12 т/сут и обводнённостью 2,68%.

Устье скважины оборудовано фонтанной арматурой АФ-3000PSI 2 -9/16 на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI) и колонной головки ОК-3000PSI 9-5/8”x6-5/8”, рассчитанной также на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), производства Казнефтемаш.

На устье установлена система управления изменения скорости вращения. В компоновке подземного оборудования выше насоса установлены обратный клапан для предотвращения попадания мех.примесей при непредвиденной остановке насоса (отключение электроэнергии и др.) и сливной клапан для облегчения работ при ПРС.

В настоящее время на месторождении используются установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов ЭЦН5А-400-1100/14-004921-2 и ЭЦН5А-400-1200/14-004921-2, производства ТОО «Новомет-Казахстан».

Применяемое на месторождении оборудование соответствует условиям эксплуатации и рекомендуется к дальнейшему применению.

Для отбора запланированных объёмов продукции рекомендуется спускать одноступенчатую колонну НКТ с номинальным диаметром 73 мм. Башмак колонны НКТ располагать на 10-15 м выше верхних дыр интервалов перфорации с направляющей воронкой, которая обеспечит беспрепятственный спуск и подъём измерительных приборов.

С учётом максимальных нагрузок, действующих на НКТ, условиям эксплуатации отвечают трубы класса L с пределом текучести не менее 552 МПа (стандарт АНИ). Предлагаемая компоновка лифтовых колонн основана на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины с наименьшими гидравлическими потерями;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную безопасную эксплуатацию скважины и непрерывные замеры забойного давления и температуры;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы.

Выпускаемые серийно ЭЦН5А-400-1100/14-004921-2 и ЭЦН5А-400-1200/14-004921-2 имеют длину от 13,3 и 14,3 и массу 473 и 506 кг соответственно в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В скважинах, работающих на оптимальном режиме, систематический контроль дебита и динамического уровня позволит своевременно (при снижении дебита) проводить ГТМ и поддерживать рациональные условия эксплуатации этих скважин.

Выбор модели УЭЦН основывается на условиях эксплуатации месторождения (кривизны скважин, глубины скважин, наличии газа, мех.примесей, углекислого газа и др.). Первоначально выбранная модель УЭЦН должна обеспечивать расчётный дебит с использованием крутящего момента, нагрузке и скорости. Регулировка скорости для вывода системы на заданный режим и достижение её стабильной работы должна проводиться по каждой скважине индивидуально, с контролем параметров уровня жидкости, противодействия уровня потока и дебита.

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)

Для обеспечения дебитов жидкости в диапазоне до 47,8 м³/сут предлагаются к применению насосы вставного типа с внутренними диаметрами 32, 38, 44 и 57 мм.

Режим откачки устанавливается исходя из значений ожидаемых дебитов, начиная с минимальных значений длины хода и числа качаний (S и n), увеличивая постепенно сначала число качаний, затем длину хода, добиваясь при постоянном контроле оптимального режима работы установки

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом неременным условием является выбор насоса соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

В таблице 6.1.1 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
		2022	2023	2024
1	2	3	4	5
УЭЦН	Ввод скважин	3	2	1
	Средний эксплуатационный фонд	18	20	21
	Дебит жидкости средний	15,7	21,6	20,6
	Средняя обводнённость, %	9,6	10,2	20,1
СШНУ	Ввод скважин	3	2	1
	Средний эксплуатационный фонд	18	20	21
	Дебит жидкости средний	15,7	21,6	20,6
	Средняя обводнённость, %	9,6	10,2	20,1

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

В процессе разработки месторождения месторождения Бухарсай возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО).
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения АСПО

Нефть продуктивного горизонта М-II на месторождения Бухарсай имеет плотность 0,7828 г/см³, малосернистая (0,057%), малосмолистая – 2 %, содержание асфальтенов – 0,02%, высокопарафинистая (6,8%), температура плавления парафина +46,0°C. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем составляет 3,25 мкм²/с, при 50°C – 1,85 мкм²/с.

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. Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и удаление уже образовавшихся отложений.

На месторождении Бухарсай для предупреждения и борьбы с отложением парафина и асфальто-смолистых веществ применяются механические и тепловые методы.

За анализируемый период по состоянию на 01.06.2021 г. АО «ПККР» с целью предупреждения и борьбы с парафиноотложениями были проведены:

Механические методы очистки от парафина и обеспечения прохода с помощью спуска парафинорезок различного диаметра (Ø 42, 47, 53, 56 мм).

За период с 2018г. по состоянию 01.06.2021г. было проведено 341 спусков на 12 скважинах.

Тепловые методы очистки на скважинах №№21, 22, 23 месторождения Бухарсай проведено 8 обработок горячей нефтью через затрубное пространство (ОГН) таблица 6.2.1.

В средний прирост дебита нефти составил 23,8 т/сут, снижение обводненности в среднем по скважинам составило 66,63%, средняя продолжительность эффекта 62,7 суток

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозировочными насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

Также для борьбы и предупреждения образования отложения парафина на внутренних поверхностях стенок НКТ и выкидных линий скважин рекомендуется использование различных парафинорезок и скребков соответственно.

В период промышленной разработки рекомендуется в холодный период года продолжить обработку горячей нефтью (ОГН) подземного оборудования и периодический

мониторинг за его состоянием с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений, связанных с этим.

Таблица 6.2.1 – Результаты эффективности проведенных обработок скважин.

№ п/п	№ скв.	Дата проведения работы	Объем закаченной нефти, м3	Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.06.2021 г.) сут
				До обработки			После обработки					
				Qж, т/сут	Qн, т/сут	%, воды	Qж, т/сут	Qн, т/сут	%, воды			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	22	30.11.2020	27,0	29,0	11,0	62,07	47,0	46,8	0,43	36,0	61,5	97
2	23	03.01.2021	28,0	15,9	5,0	68,57	43,2	43,1	0,23	38,1	68,34	67
3	23	15.01.2021	28,0	15,9	5,0	68,57	43,2	43,1	0,23	38,1	68,34	67
4	21	24.01.2021	25,1	20,0	5,8	70,83	48,3	47,8	0,91	4,2	66,63	85
5	22	25.01.2021	26,0	48,3	48,2	0,94	42,7	42,6	0,17	-	-	-
6	23	31.01.2021	26,0	15,9	5,0	68,57	43,2	43,1	0,23	38,1	68,34	67
7	22	16.02.2021	28,0	42,7	42,6	0,17	48,8	48,7	0,27	6,1	-0,10	28
8	22	22.02.2021	26,0	42,7	42,6	0,17	48,8	48,7	0,27	6,1	-0,10	28

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Согласно технологическим показателям разработки в период промышленной разработки обводненность продукции скважин ожидается не более 97,8%. Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет от 41 до 85 г/л.

По результатам химического анализа из скважины № 2 на горизонте М-0 общая минерализация равна 41,89 г/л. Вода жесткая (130 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,65), с удельным весом – 1,021 г/см³.

Пластовые воды горизонта М-II отобраны в скважинах №№ 6, 7 и представлены 2-мя пробами. Общая минерализация составила 62,27 г/л и 85,74 г/л соответственно. Вода по составу жесткая (540-573 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,76-6,13), с удельным весом – 1,045 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: барий – 707,8 мг/л, механической примеси – 0,4339%.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов. Содержание хлоридов в воде превышает в пробе воды из скважины № 7 (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л).

По компонентному составу и степени воздействия пластовые воды характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

В пробе нефтяного газа из горизонта М-II содержание углекислого газа составило 0,09%. Сероводород отсутствует из горизонта PZ содержание углекислого газа 0,22%. поэтому наличие CO₂ в присутствии воды и механических примесей может привести к интенсивному коррозионному износу оборудования.

Для борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования необходимо применять комплекс средств противокоррозионной защиты. В этот комплекс должны входить такие наиболее широко используемые в практике нефтедобычи средства, как ингибиторная защита и использование оборудования из твёрдых сплавов.

В нефтяной промышленности наиболее широко используется метод ингибиторной защиты. Ингибиторы или замедлители коррозии, при введении которых в небольших дозах в агрессивную среду, обеспечивают торможение или подавление процесса коррозии металла. Действие ингибитора коррозии обычно заключается в образовании на защищаемой поверхности пассивирующей плёнки. Ингибиторы могут быть поданы в

агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязательен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

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

Наиболее предпочтительно применение коррозионностойких НКТ из твёрдого сплава в скважинах, из которых добывается даже незначительное количество воды. Одним из таких материалов, применяемых в последнее время, является сталь типа SM-2535-110 или SM-2035-110 (25Cr/35Ni/3Mo). Кроме того, необходим постоянный мониторинг состояния НКТ в скважинах путём кавернометрии или установки образцов-"свидетелей", которые должны периодически изыматься из скважин для контроля. Замена НКТ, состояние которых признано угрожающим, должно производиться до проявления негерметичности, что снизит расходы на КРС по сравнению с необходимостью проведения аварийных ловильных работ по извлечению оборвавшихся НКТ.

Рекомендации

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий по удалению органических отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению компонентного состава отложений и подбору растворяющих композиции. По результатам исследований рекомендовать способы защиты и очистки подземного оборудования.

Для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования рекомендуется применение ингибиторной защиты после проведения исследований по совместимости с технологическими процессами подготовки продукции и исследований с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям;

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции

скважин

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

В настоящее время на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» обустроены следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины.
- Выкидные линии от скважин до замерной установки «Спутник-1» (СП-1).
- Тестовый сепаратор «Спутник-1».
- Печь подогрева ПП-0,63, расположенная на площадке СП-1.
- Подземная дренажная ёмкость объемом 8 м³, расположенная на площадке СП-1.
- На устьях скважин установлена подземная дренажная ёмкость геометрическим объемом 2 м³.
- Газовый скруббер, расположенный на площадке СП-1.

В основу технологической схемы сбора нефти на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» заложена однострунная лучевая герметизированная напорная система сбора продукции скважин, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке ее по трубопроводу.

По состоянию на 01.06.2021 г. на месторождении от скважин №№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24 построены Ø 76 мм выкидные линии до СП-1 общей протяженностью 2319 м, начато строительство выкидных линий от скважин №№ 21, 22, 23, 24 до СП-1, также, ведутся строительные работы по расширению СП-1, при увеличении количества подключаемых скважин возможно дальнейшее расширение СП-1

Газожидкостная смесь (ГЖС) по индивидуальным выкидным линиям скважин поступает на замерную установку «Спутник-1» (СП-1) на котором осуществляется замер продукции скважин.

Опорожнение трубопроводов и оборудования осуществляется в дренажную ёмкость. Ремонтный и аварийный сброс газа от тестового сепаратора также осуществляется в дренажную ёмкость. Опорожнение дренажной ёмкости производится передвижными средствами.

Газовый скруббер предназначен для предварительного снятия капельной влаги на СП-1.

На Спутнике по рабочему манифольду нефтегазовая смесь подается на подогреватель нефти, где подогревается до температуры + 60° С.

В качестве топлива для подогрева используется газ, предварительно очищенный в газовом сепараторе СП-1, поступающий по газовой линии от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак через СП-2.

Протяженность \varnothing 76 мм газового трубопровода от СП-1 месторождения Бухарсай до СП-2 месторождения Юго-Западный Карабулак составляет 5564 м.

От подогревателя, нефтегазовая смесь направляется в нефтяной коллектор \varnothing 152мм и L=5338 м до манифольда Спутника-2 (СП-2) месторождения Юго-Западный Карабулак.

Газожидкостная смесь от СП-2 поступает на УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак, где происходит разделение пластовой воды, которая используется в системе поддержания пластового давления месторождения.

Далее отделенная нефть после УПСВ совместно с нефтегазовой смесью месторождения Юго-Западный Карабулак единым потоком по промысловому коллектору направляется на ГУ-1 месторождения Северо-Западная Кызылкия для дальнейшей подготовки и транспортировки на ЦППН месторождения Арыскуп.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная технологическая схема сбора жидкости на замерной установке «Спутник-1» месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

На рисунке 6.3.2 представлена принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки жидкости на месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – ввод 2-х добывающих скважин из бурения и 9 добывающих скважин из простоя.
- 2023 г. – ввод из бурения 2-х добывающих скважин.
- 2024 г. – ввод из бурения 1-й добывающей скважины.

Для внутрипромыслового сбора и транспорта добываемой продукции новых скважин предполагается герметизированная система сбора. Продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однотрубной лучевой системе, будет поступать на замерную установку.

Для обустройства добывающего фонда предлагается:

- Обустройство устьев вводимых из бурения добывающих скважин, в том числе по годам: 2022 г. – 2 скважины, 2023 г. – 2 скважина, 2024 г. – 1 скважины.

- Обустройство выкидных линий от устьев добывающих скважин до замерной установки, в том числе по годам: 2022 г. – 2 скважины, 2023 г. – 2 скважина, 2024 г. – 1 скважины.

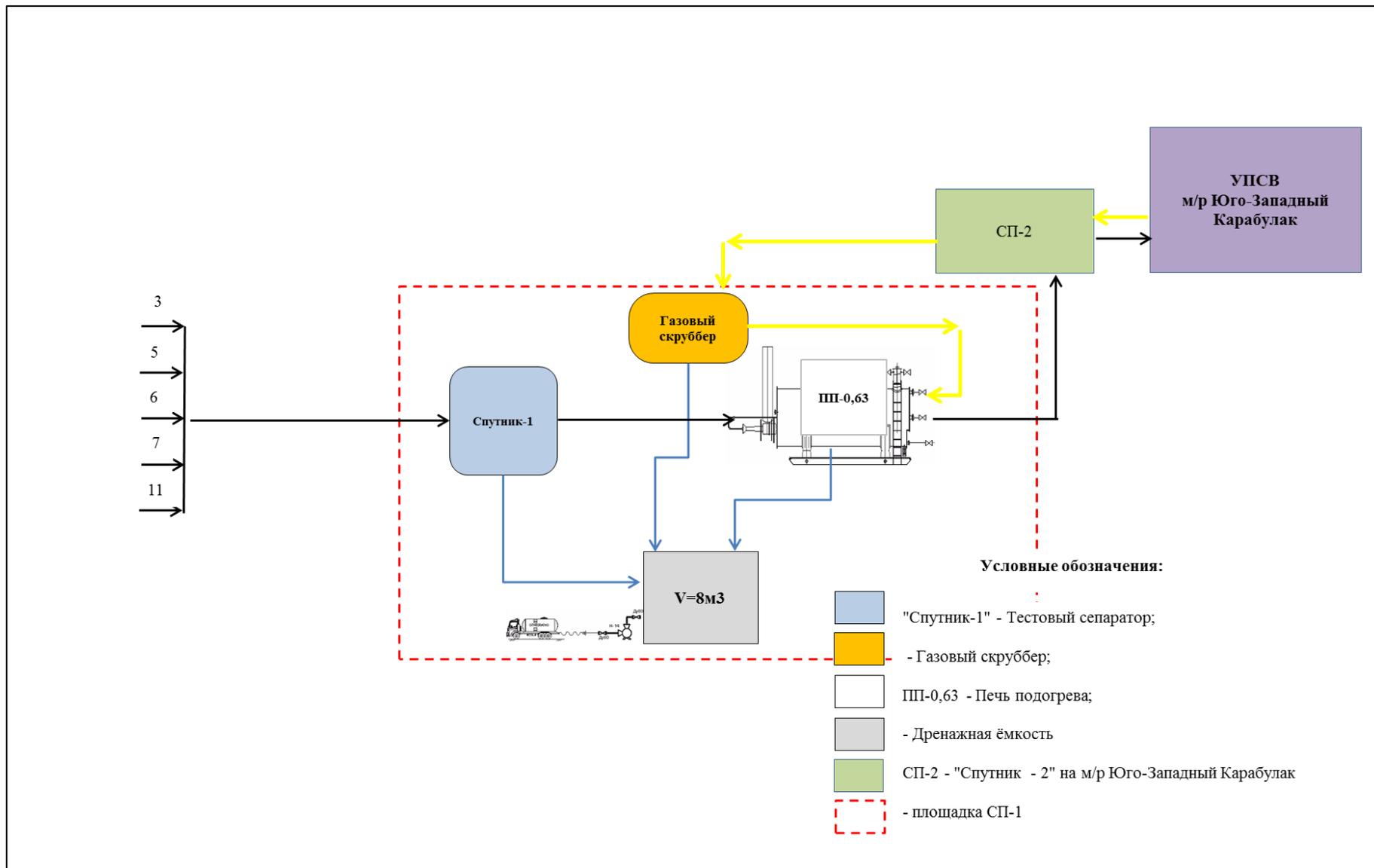


Рисунок 6.1 Принципиальная технологическая схема сбора жидкости на замерной установке «Спутник-1» месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

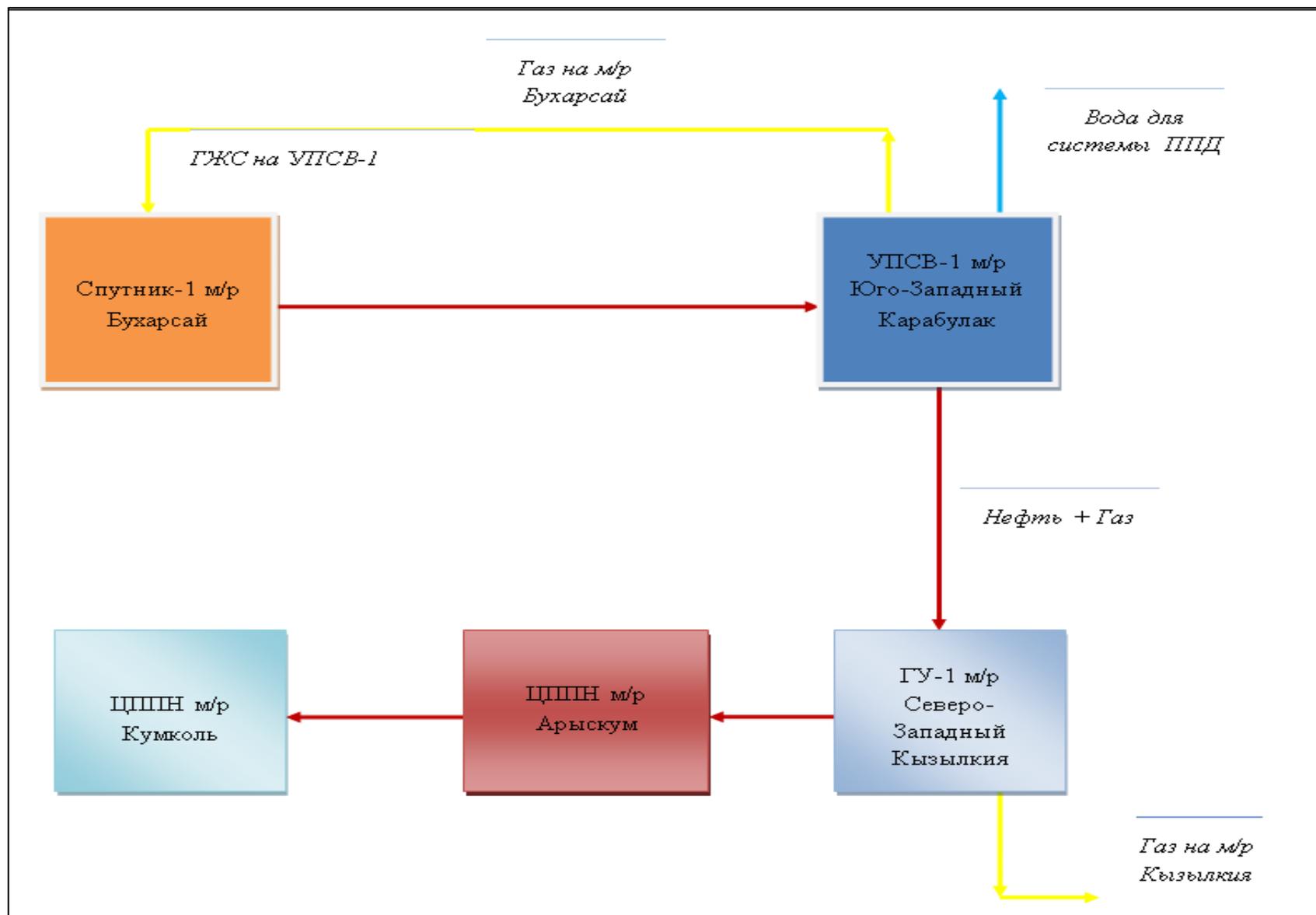


Рисунок 6.2 Принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки жидкости на месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Территория ТОО «Саутс-Ойл»

По состоянию на 01.06.2021 г. на территории ТОО «Саутс-Ойл» в простое находятся 6 скважин (61, 63, 64, 65, 66, 67).

В период промышленной разработки на месторождении Бухарсай для герметизированного сбора жидкости от отдельно стоящих скважин будет построена Замерная установка ЗУ-4.

В состав сооружения замерной установки ЗУ-4 будет входить:

- выкидные линии скважин №№ 61, 63, 64, 65, 66, 67;
- площадка входного манифольда;
- узел учета газа и жидкости с 2-х фазным сепаратором -1 шт;
- площадка тестового сепаратора производительностью 500 м³/сут - 1шт;
- площадка блоков дозирования химреагента-2шт;
- площадка емкости дренажной подземной V=12,5 м³ – 1 шт;
- площадка свечи – 1 шт;
- площадка печей подогрева ПП-0,63 -2шт;
- площадка дизельной электростанции-1 шт.

Жидкость от каждой скважины от входного манифольда по тестовому коллектору поступает на АГЗУ с тестовым сепаратором VE-ЗУ4-01 для замера дебита по газу, воде и нефти. После замера жидкость все потоки объединяются и жидкость поступает в общий коллектор на нагрев в печах подогрева Н-ЗУ4-01А/В (ПП-0,63).

Также часть газа после тестового сепаратора используется в качестве топливного газа в печах подогрева ПП-0,63. В качестве топливного газа используется попутный газ, предварительно очищенный в газосепараторе печи.

На линиях выхода газа и жидкости из сепаратора установлены оперативные узлы замера.

Газ и жидкость после замера объединяются и поступают в нефтегазовый коллектор на ЗУ-4 месторождения Бухарсай и далее по нефтегазовому коллектору Ду-150мм на ЗУ-1 месторождения Карабулак.

Для очистки и диагностики промыслового нефтегазопровода на ЗУ-4 установлена камера запуска скребка PL-ЗУ4-01, а на ЗУ-1 камера приема скребка PR-ЗУ1-01.

Дренаж от оборудования и трубопроводов собирается в дренажную емкость VE-ЗУ4-02 и по мере накопления полупогружным насосом РС-ЗУ4-01 перекачивается в коллектор перед печами нагрева.

В общий коллектор жидкости перед печами нагрева и в коллектор жидкости после печей нагрева от блоков дозирования BR-ЗУ4-01,02 подаются химреагенты.

Перед сепаратором на линии подачи жидкости установлен клапан аварийного отключения XV-001 и предназначен для защиты сепаратора по высокому уровню и давлению с местным, дистанционным управлением из операторной и автоматическим отключением по аварийным уровню и давлению в сепараторе.

При закрытии аварийного клапана XV-001 перед сепаратором VE-ЗУ-3 жидкость после печей нагрева по байпасной линии, минуя сепаратор, поступает в нефтегазовый коллектор на ЗУ-4 месторождения Бухарсай.

Защита 2-х фазного сепараторов от превышения давления осуществляется двумя предохранительными клапанами (1 рабочий, 1 резервный), установленными на верхней образующей оборудования. Для обеспечения ревизии и ремонта клапанов до и после них установлена отключающая арматура с блокирующим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия запорной и резервной арматуры.

Сброс от предохранительных клапанов 2-х фазного сепаратора осуществляется в дренажную емкость.

На рисунке 6.3.3 представлена принципиальная схема сбора и подготовки нефти и газа на ЗУ-4 месторождения Бухарсай.

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – ввод 1-й добывающей скважины из бурения и 6 добывающих скважин из простоя.

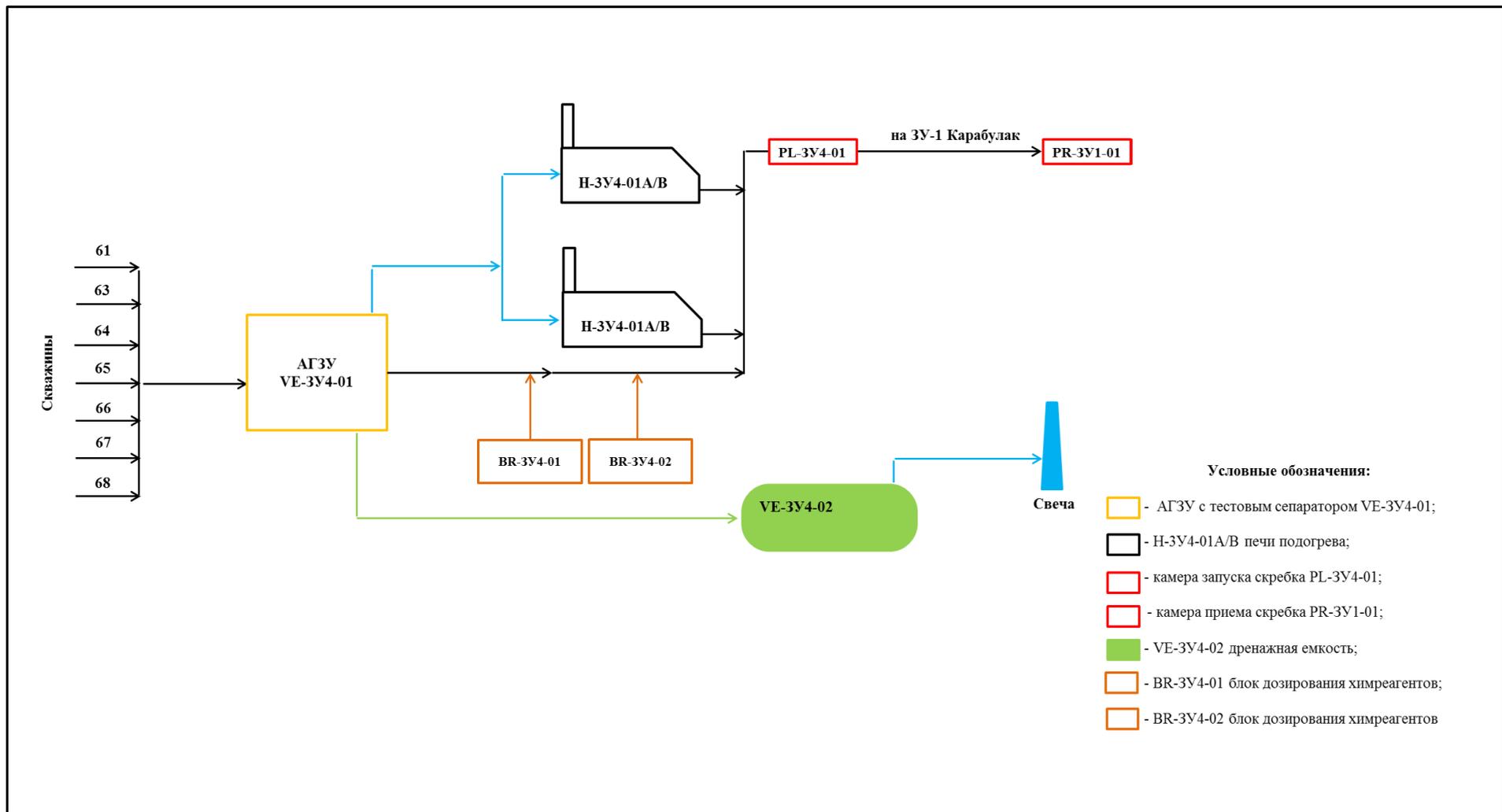


Рисунок 6.3 Принципиальная схема сбора и подготовки нефти и газа на 3У-4 месторождения Бухарсай на территории ТОО «Саутс-Ойл»

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Планы по рациональному использованию сырого газа будут основываться на использовании собственных мощностей, а также планируется направлять свободные ресурсы газа через действующую систему трубопроводов на газотурбинные установки ГТУ месторождения Кумколь, в целях выработки электроэнергии.

Основным объектом потребления нефтяного газа на промысле будет являться автоматизированная газовая печь ПП-0,63 установленная на площадке ЗУ. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м³/час.

В качестве топлива для подогрева используется газ, предварительно очищенный в газовом сепараторе СП-1, поступающий по газовой линии от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак через СП-2. Протяженность Ø3" газового трубопровода от СП-2 месторождения Юго-Западный Карабулак до СП-1 месторождения Бухарсай составляет 5564 м. Излишки объема газа будут транспортироваться по трубопроводу месторождения Юго-Западный Карабулак – Северо-Западный Кызылкия и далее на газокомпрессорную станцию месторождения Кызылкия для дальнейшей подачи на месторождение Кумколь, где расположена газотурбинная электростанция по выработке электроэнергии.

Техническая характеристика и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Кол-во	Расход газа на 1 ед, м ³ /час
Путевой подогреватель ПП-0,63	1	100

В таблице 6.4.2 приведен прогнозный баланс добываемого нефтяного газа месторождения Бухарсай на период 2022-2024гг.

Таблица 6.4.2 – Прогнозный баланс газа месторождения Бухарсай на 2022 – 2024гг.

Годы	Добыча нефтяного газа, млн.м3	Количество отработанных дней печей ПП-0,63	Использование газа для подогрева нефти, тыс.м3	Объем газа для выработки электроэнергии, (на м/р Кумколь) тыс.м3	Неизбежный объем сжигания газа, (на м/р Юго-западный Карабулак) тыс.м3
2022	1,011	67	160,8	850	0,20
2023	1,690	200	480,0	921	289,00
2024	1,600	200	480,0	1074	46,00

Территории ТОО «Саутс-Ойл»

Основными объектами потребления нефтяного газа на промысле будет являться автоматизированная газовая печь ПП-0,63 в количестве 2 ед., установленных на площадке ЗУ. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 52,4 м³/час.

В качестве топлива для работы печей будет использоваться газ, из газосепараторов, установленных на ЗУ-4.

Техническая характеристика и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 6.4.4.

Таблица 6.4.4 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Количество скважин ед		Расход газа на 1 ед, м ³ /час	Общий расход, тыс. м ³ /год	
	Годы разработки			Годы разработки	
	с 01.05.2022	2023		с 01.05.2022	2023
ПП-0,63	2	2	52,4	616,22	918,04

В таблице 6.4.5 приведены показатели разработки на проектируемые 5 лет промышленной разработки.

Таблица 6.4.5 – Прогнозные показатели разработки

Годы	Показатели				
	Фонд добывающих скважин, шт	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Ресурсы нефтяного газа, тыс.м ³	Газосодержание, м ³ /т
2022	7	34,0	40,8	305,7	9
2023	7	51,0	61,1	458,55	9
2024	7	46,4	62,3	417,28	9
2025	7	42,2	63,6	379,72	9
2026	7	38,4	64,9	345,45	9

Баланс нефтяного газа на период промышленной разработки представлен в таблице 6.4.6.

Таблица 6.4.6 – Распределение потоков нефтяного газа для проектируемого периода

Показатели	Ед. изм.	Периоды разработки				
		с 01.05.2022	2023	2024	2025	2026
Ресурсы нефтяного газа	тыс.м ³ /год	305,7	458,55	417,28	379,72	345,45
Расход газа для технологических нужд (печь ПП-0,63)	тыс.м ³ /год	535,74	918,02	918,02	918,02	918,02

В связи с тем, что добыча газа не соответствует потребности предприятия для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме необходимо использование других видов топлива или эксплуатировать технологическое оборудование

с параметрами потребления ниже паспортных номинальных расходов топлива, или закупать недостающие объёмы газа.

В соответствии с требованиями предприятию рекомендовано перед разработкой Программы развития переработки (утилизации) газа на месторождении Бухарсай рассчитать по ПСТ РК 13-2014 [6] технологические потери сырого (нефтяного) газа при добыче.

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

По рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки, для поддержания пластового давления предусматривается:

- Бурение нагнетательных скважин №№ 31, 32, 33, 34, 35;
- Строительство одного ВРП;
- Строительство нагнетательных линии к скважинам Ø 80мм.

Водоснабжение и необходимые объёмы для системы ППД месторождения Бухарсай, планируется от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак.

Для этой цели планируется строительство параллельно существующему нефтепроводу, нового Ø 203,2мм. водовода высокого давления от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак до месторождения Бухарсай протяженностью 6,5 км, проектное давление 12,0 МПа.

На месторождении Юго-Западный Карабулак, в целях обеспечения необходимой мощности системы водоснабжения, проектируется построить дополнительные сооружения для водонагнетания:

- РВС -1000 м³;
- Бустерный насос-1шт. Q=65м³/час;
- Нагнетательный насос -1шт . Q=65 м³/час, P_{мах} -12,15 МПа;
- Водопровод Ø 102 мм от существующей водозаборной скважины до РВС-1000 м³ на месторождение Юго-Западный Карабулак;
- установка глубинного насоса на существующую водозаборную скважину на месторождения Юго-Западный Карабулак;

Принципиальная технологическая схема водоснабжения системы ППД месторождения Бухарсай представлена на рисунке 6.5.1.

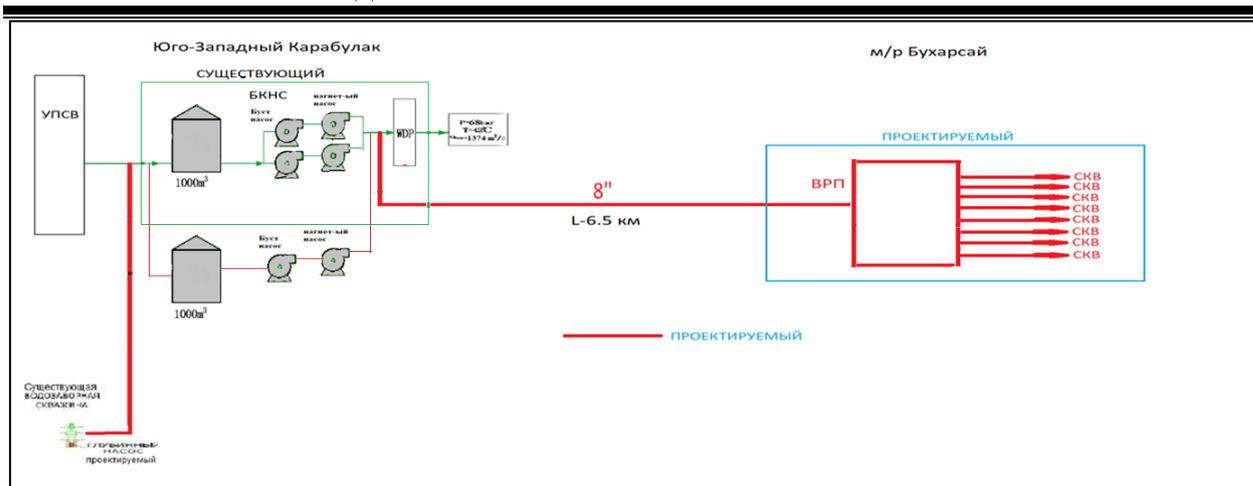


Рисунок 6.5.1 - Принципиальная технологическая схема водоснабжения системы ППД месторождения Бухарсай

С учётом характеристики основных показателей разработки месторождения Бухарсай на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» по рекомендованному варианту проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Технологические показатели работы нагнетательных скважин

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс. м ³
1	2	3	4
2023	2	75,6	27,6
2024	4	47,6	58,1
2025	5	45,5	78,9
2026	5	50,9	88,2
2027	5	51,2	88,8
2028	5	51,8	89,9
2029	5	52,6	91,2
2030	5	53,1	92,0
2031	5	53,7	93,1
2032	5	54,0	93,6
2033	5	54,4	94,3
2034	5	54,9	95,1
2035	5	55,4	96,1
2036	5	52,5	91,0
2037	5	52,5	91,1
2038	5	47,1	81,6
2039	5	46,7	81,0
2040	5	41,8	72,5
2041	5	61,35	61,35
2042	5	61,59	61,59
2043	5	61,91	61,91
2044	5	58,87	58,87
2045	5	59,21	59,21
2046	5	56,19	56,19

Территория ТОО «Саутс-Ойл»

По рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки, в 2027 и 2029 годах для поддержания пластового давления предусматривается:

- перевод добывающих скважин №№ 63,66 под нагнетание для ППД;
- строительство нагнетательных линии к скважинам от месторождения Карабулак.

Водоснабжение и необходимые объемы для системы ППД месторождения Бухарсай, планируется от БКНС месторождения Карабулак.

С учётом характеристики основных показателей разработки месторождения Бухарсай на территории ТОО «Саутс-Ойл» по рекомендованному варианту проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 – Технологические показатели работы нагнетательных скважин

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс. м ³
2027	1	90,2	31,3
2028	1	107,4	37,2
2029	2	84,4	58,5
2030	2	98,3	68,2
2031	2	102,5	71,1
2032	2	104,5	72,5
2033	2	105,8	73,4
2034	2	107,5	74,5
2035	2	109,7	76,0
2036	2	111,0	77,0
2037	2	112,9	78,3
2038	2	114,5	79,4
2039	2	115,7	80,2
2040	2	116,7	80,9
2041	2	118,6	82,2
2042	2	119,2	82,7
2043	2	120,9	83,8
2044	2	122,5	84,9
2045	2	124,0	86,0
2046	2	125,5	87,0
2041	2	118,6	82,2

Недостающие объемы закачиваемой воды будет компенсироваться за счет излишков от других месторождений при сборе и подготовке на БКНС месторождения Карабулак.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода в соответствии с коллекторскими свойствами должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 - Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты	
	I	II
Стабильность	стабильна	
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%	
Количество мехпримесей	до 50 мг/л	
Содержание нефтепродуктов	до 50 мг/л	
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм	
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л	
Содержание сероводорода	отсутствие	
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие	

Выпадение карбонатов в основном происходит при росте температуры и при смешении несовместимых вод.

Осадки сульфатных солей образуются главным образом под влиянием смешения несовместимых вод и растворения гипса из горных пород.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0.5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования. При коррозионной активности закачиваемой воды свыше 0.1 мм/год необходимо предусмотреть мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.

Содержание сероводорода и СВБ в воде не допускается. СВБ часто присутствуют в подземных и поверхностных водах и, попадая вместе с закачиваемой водой в нефтяные пласты, они с другими типами бактерий образуют биоценоз, продуктами жизнедеятельности которого являются сероводород и углекислый газ. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Каждая скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мехпримесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуарах различного объема и формы. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуарах цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуарах. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

За отчетный период на месторождении Бухарсай пробурены 8 скважин, в том числе 5 скважин на территории АО ПККР месторождении Бухарсай (№№ 10, 21, 22, 23, 24) и 3 скважин на территории ТОО «Саутс Ойл» (№№ 65, 66, 67).

Данные по фактическим конструкциям скважин, пробуренные на месторождении Бухарсай территории АО ПККР и территории ТОО «Саутс Ойл» представлены в таблице 7.1.1

Таблица 7.1.1 - Фактические конструкции пробуренных скважин

№ п/п	№№ скважин	Диаметр и глубина спуска направление	Диаметр и глубина спуска кондуктора	Диаметр и глубина спуска технической колонны	Диаметр и глубина спуска эксплуатационной колонны
Территория АО «ПККР»					
1	Бух-10	426 x 10	324 x 39,1	244,5 x 630,2	168,3x 1188,19 ВПЦ до устья
2	Бух-21	426 x 10	324 x 40,37	244,5 x 618,27	168,3x 1473,53 ВПЦ до устья
3	Бух-22	426 x 10	324 x 39,75	244,5 x 599,0	168,3x 1486,3 ВПЦ до устья
4	Бух-23	426 x 10	324 x 38,8	244,5 x 606,7	168,3 x 1477,14 ВПЦ до устья
5	Бух-24	426 x 10	324 x 40,7	244,5 x 606,45	168,3 x 1496,33 ВПЦ до устья
Территория ТОО «Саутс Ойл»					
6	ЮЗК-65	426 x 10	324 x 40,0	244,5 x 602,35	168,3 x 1545,0 ВПЦ до устья
7	ЮЗК-66	426 x 10	324 x 40,0	244,5 x 599,02	168,3 x 1505,32 ВПЦ до устья
8	ЮЗК-67	426 x 10	324 x 40,0	244,5 x 600,49	168,3 x 1555 ВПЦ до устья

Результаты, полученные при определении качества цементирования эксплуатационных колонн, приведены в таблице 7.1.2

Таблица 7.1.2 - Качество цементирования эксплуатационных колонн

№ скв	Мощность исследования, м	Качество сцепления цемента с колонной							
		Отсутствует		Плохой		Частичный		Сплошной	
		%	м	%	м	%	м	%	м
Территория АО «ПККР»									
Бух-10	16,0-1155	0	0	2,9	33,5	12,9	147,3	84,2	958,2
Бух-21	21,0-1441	0	0	1,8	25,5	5,6	79,4	92,6	1315,1
Бух-22	18,0-1457	0	0	0	0	5,2	74,8	94,8	1364,2
Бух-23	11,0-1447	0	0	2,5	36,5	13,9	199,9	83,6	1199,6
Бух-24	12,0-1475	0	0	1,5	22,0	4,1	59,8	94,4	1381,2
Территория ТОО «Саутс Ойл»									
ЮЗК-65	7,56-1526	3,44	52,2	10,12	153,6	28,54	433,3	57,9	879,3
ЮЗК-66	0-1496,2	1,16	17,2	1,21	18,0	25,58	380,8	72,05	1072,6
ЮЗК-67	0-1502,9	9,93	147,9	10,74	160,4	33,67	503,0	45,66	682,0

На основании представленной промысловой информации по скважинам видно, что качество цементирования скважин эксплуатационных колонн, в целом, неплохое. Однако, необходимо отметить, что качество цементирования эксплуатационных колонн по скважинам достаточно неоднородно. Высокое качество цементирования можно отметить в скважинах №№ 10, 21, 22, 23, 24 на территории АО ПККР и № 66 на территории ТОО «Саутс Ойл» месторождении Бухарсай. На остальных скважинах характер сцепления цементного камня с колонной в основном представлен чередованием интервалов частичного, хорошего и плохого сцепления, что может быть следствием неполноты вытеснения бурового раствора цементным.

Проектом разработки месторождения Бухарсай предусматривается бурение вертикальных скважин. Требования к конструкции скважин вытекают из геологических условий, глубины бурения, условий залегания породы, давления пласта и назначения скважины (поисковая или разведочная).

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепления скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин в соответствии с Инструкцией производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Учитывая вышеизложенное, а также геологическое строение и тип породы месторождения Бухарсай, предлагается следующая конструкция к проектным добывающим скважинам в соответствии с требованиями «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, от 15 июня 2018 года №239».

Направление Ø426 мм спускается до глубины 10 м для защиты от размыва устья скважины буровым раствором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой; цементируется до устья.

Кондуктор Ø324 мм спускается до глубины 50 м с целью перекрытия неустойчивых палеогеновых отложений, установки ПВО и цементируется до устья.

ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Техническая колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 650 м для перекрытия водоносных горизонтов, а также для установки ПВО и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений; цементируется до устья. Глубину спуска колонны следует уточнять по фактической глубине залегания подстилающих глин в подошве водяных горизонтов.

Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается до глубины 1800 м в зависимости от глубины залегания продуктивных горизонтов для разобщения пластов, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов; цементируется до устья.

После окончания ОЗЦ все обсадные колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования.

Предлагаемая в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер (табл.7.1.3). Более подробно конструкция скважин и параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Таблица 7.1.3 - Проектная конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	426	10	до устья
Кондуктор	324	50	до устья
Техническая колонна	244,5	650	до устья
Эксплуатационная колонна	168,3	1800	до устья

Примечание: - глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного пласта согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», допускается +/- 250 м.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения, первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном буровом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% пластового давления. С этой целью, вскрытие поглощающего горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно потеря бурового раствора, потеря циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов являются:

- в создании противодействия на пласт, как достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов должны производиться современными перфораторами. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8-1,2 м) и диаметра (12-14 мм).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы, с плотностью зарядов 16 отв. на 1 пог. метр.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается при перфорации с перепадом давления, направленного в сторону ствола скважины, а не в пласт.

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

Поэтому в процессе бурения под эксплуатационную колонну и освоение скважины в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производить с использованием ингибированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким содержанием твердой фазы с ведением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор, с использованием которого бурился предыдущий интервал, вводится 3-4 % КСl (хлористого калия) и ХВ-полимер (типа Родопол-23П). Перед вводом КСl в буровой раствор предварительно обработать реагентом стабилизатором по водоотдаче и вязкости Форалис-380П. Для регулирования щелочности бурового раствора использовать едкий калий КОН (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве

ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов. Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды применять жидкость с плотностью, соответствующей правилам на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

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

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации.

Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

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

- устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденному недропользователем.

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

ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;

- создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ

По результатам расчетов технологических показателей составлено обоснование проекта плана добычи нефти по месторождению для 2 рекомендуемого варианта (таблицы 8.1), где приведены прогнозные уровни добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, объемов эксплуатационного бурения, динамика фонда скважин и средних дебитов по месторождению Бухарсай на 25 лет.

Расчеты произведены с 2022 г. по 2046 гг.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант 2. Рекомендуемый. Контрактная территория АО «ПКР».

№ п/п	Показатели	Годы																								
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	40.3	67.3	63.7	59.6	53.6	45.5	38.6	32.7	27.7	23.4	19.8	16.8	16.8	14.1	11.2	8.9	7.0	5.5	4.3	3.4	2.7	2.0	1.6	1.3	1.0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	29.3	60.4	61.0	59.6	53.6	45.5	38.6	32.7	27.7	23.4	19.8	16.8	16.8	14.1	11.2	8.9	7.0	5.5	4.3	3.4	2.7	2.0	1.6	1.3	1.0
3	из новых скважин, тыс.т.	10.95	6.8985	2.7375	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	механизированным способом, тыс.т.	40.3	67.3	63.7	59.6	53.6	45.5	38.6	32.7	27.7	23.4	19.8	16.8	16.8	14.1	11.2	8.9	7.0	5.5	4.3	3.4	2.7	2.0	1.6	1.3	1.0
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	2	2	1	0	0	0	0	0	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.	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	30	18.9	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	182.5	182.5	182.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	1500	1500	1500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	6	6	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	В т.ч. добывающие скв.	3	3	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	нагнетательные скв.	3	3	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	346.75	693.5	693.5	346.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0.6935	20.805	13.107	5.2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	0	29.3	60.4	61.0	59.6	53.6	45.5	38.6	32.7	27.7	23.4	19.8	16.8	16.8	14.1	11.2	8.9	7.0	5.5	4.3	3.4	2.7	2.0	1.6	1.3
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	0.7	50.1	73.5	66.2	59.6	53.6	45.5	38.6	32.7	27.7	23.4	19.8	16.8	16.8	14.1	11.2	8.9	7.0	5.5	4.3	3.4	2.7	2.0	1.6	1.3
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	29.3	60.4	61.0	59.6	53.6	45.5	38.6	32.7	27.7	23.4	19.8	16.8	16.8	14.1	11.2	8.9	7.0	5.5	4.3	3.4	2.7	2.0	1.6	1.3	1.0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин , тыс.т.	28.6	10.3	-12.5	-6.6	-6.1	-8.0	-6.9	-5.9	-5.0	-4.3	-3.6	-3.1	0.0	-2.6	-2.9	-2.3	-1.9	-1.5	-1.2	-0.9	-0.7	-0.7	-0.4	-0.3	-0.3
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	4130	21	-17	-10	-10	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	0	-16	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-25	-20	-20	-20
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	22	14	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	0	1
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	11	13	14	16	16	16	16	16	15	14	14	14	12	12	11	11	10	10	9	9	9	8	7	7	6
26	фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	0	2	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	10	12	13	15	15	15	15	15	14	13	13	13	11	11	10	10	10	10	9	9	9	8	7	7	6
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	11	13	14	16	16	16	16	16	15	14	14	14	12	12	11	11	10	10	9	9	9	8	7	7	6
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12.6	17.4	14.5	11.3	10.2	8.6	7.3	6.2	5.6	5.1	4.3	3.6	4.2	3.6	3.1	2.4	2.1	1.7	1.5	1.2	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5
31	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	10.0	17.2	16.8	15.3	15.6	16.0	16.4	16.7	18.1	19.8	20.0	20.2	26.8	27.0	28.3	28.2	28.4	28.3	28.5	28.4	28.3	26.0	25.9	25.9	25.9
32	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	32.15	22.3	18.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	2.6	4.7	15.5	26.0	35.1	46.1	55.3	62.9	69.1	74.4	78.5	82.0	84.2	86.8	89.1	91.3	92.5	94.1	94.9	95.9	96.8	97.1	97.3	97.8	98.0
34	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	0.9	3.3	15.3	26.0	35.1	46.1	55.3	62.9	69.1	74.4	78.5	82.0	84.2	86.8	89.1	91.3	92.5	94.1	94.9	95.9	96.8	97.1	97.3	97.8	98.0
35	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	6.7	15.2	20.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	12.6	17.4	14.5	11.3	10.2	8.6	7.3	6.2	5.6	5.1	4.3	3.6	4.2	3.6	3.1	2.4	2.1	1.7	1.5	1.2	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5
37	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	9.9	16.7	14.2	11.3	10.2	8.6	7.3	6.2	5.6	5.1	4.3	3.6	4.2	3.6	3.1	2.4	2.1	1.7	1.5	1.2	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	41.3	70.6	75.5	80.6	82.5	84.4	86.5	88.1	89.7	91.3	92.1	93.0	106.1	106.8	102.5	102.3	93.4	93.2	84.4	84.2	83.9	68.4	59.8	59.8	51.2
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	29.6	62.5	72.0	80.6	82.5	84.4	86.5	88.1	89.7	91.3	92.1	93.0	106.1	106.8	102.5	102.3	93.4	93.2	84.4	84.2	83.9	68.4	59.8	59.8	51.2
40	из новых, тыс.т.	11.7	8.1	3.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	мех. способом, тыс.т.	41.3	70.6	75.5	80.6	82.5	84.4	86.5	88.1	89.7	91.3	92.1	93.0	106.1	106.8	102.5	102.3	93.4	93.2	84.4	84.2	83.9	68.4	59.8	59.8	51.2
42	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	184.9	255.6	331.1	411.6	494.1	578.5	665.0	753.1	842.7	934.1	1026.2	1119.2	1225.2	1332.0	1434.5	1536.8	1630.3	1723.4	1807.8	1892.0	2044.3	2104.1	2163.9	2215.1	
43	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	180.4	247.7	311.5	371.1	424.7	470.2	508.8	541.5	569.2	592.6	612.4	629.2	646.0	660.1	671.3	680.1	687.1	692.6	697.0	700.4	703.1	705.1	706.7	708.0	709.0
44	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0.093	0.127	0.160	0.191	0.218	0.242	0.262	0.279	0.293	0.305	0.315	0.324	0.332	0.340	0.345	0.350	0.353	0.356	0.359	0.360	0.362	0.363	0.364	0.364	0.365
45	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	25.4	34.9	43.9	52.3	59.9	66.3	71.8	76.4	80.3	83.6	86.4	88.7	91.1	93.1	94.7	95.9	96.9	97.7	98.3	98.8	99.2	99.4	99.7	99.9	100.0
46	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5.7	9.5	9.0	8.4	7.6	6.4	5.4	4.6	3.9	3.3	2.8	2.4	2.4	2.0	1.6	1.3	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1
47	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7.6	12.7	13.8	15.0	15.9	16.0	16.2	16.3	16.5	16.8	17.0	17.4	21.0	22.4	22.9	23.5	24.2	25.1	26.5	28.4	31.2	33.9	41.0	55.5	100.0
48	Закачка рабочего агента	0	27.6	58.1	78.9	88.2	88.8	89.9	91.2	92.0	93.1	93.6	94.3	95.1	96.1	91.0	91.1	81.6	81.0	72.5	72.1	71.8	71.5	62.4	62.8	53.8
49	Закачка рабочего агента с начала разработки	0	27.6	85.7	164.6	252.8	341.7	431.5	522.8	614.8	707.8	801.4	895.7	990.8	1086.9	1177.9	1269.0	1350.6	1431.6	1504.1	1576.2	1647.9	1719.4	1781.9	1844.7	1898.5
50	Компенсация отборов жидкости закачкой %:																									
51	Текущая компенсация отборов жидкости закачкой, %	0	32.8	65.9	85.3	94.7	95.0	95.4	96.4	96.6	97.0	97.4	97.8	86.9	87.7	86.9	87.5	86.0	85.9	85.0	85.0	85.0	100.0	100.0	100.0	100.0
52	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой, %	0	9.0	21.8	33.9	43.7	50.8	56.3	60.7	64.3	67.2	69.8	71.9	73.2	74.2	75.1	75.9	76.4	76.9	77.2	77.6	77.9	78.7	79.4	80.0	80.6
53	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	1.0	1.7	1.6	1.7	1.5	1.3	1.1	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
54	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	3.6	5.3	6.9	8.6	10.2	11.5	12.6	13.5	14.3	14.9	15.5	15.9	16.4	16.8	17.1	17.3	17.5	17.7	17.8	17.9	18.0	18.1	18.1	18.1	18.1

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант 2. Рекомендуемый. Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл».

№ п/п	Показатели	2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2039 2040 2041 2042 2043 2044 2045 2046																								
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	34.0	51.0	46.4	42.2	38.4	33.0	28.3	24.3	20.9	18.0	15.4	13.2	11.4	9.8	7.9	6.4	5.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2	1.0
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	26.7	51.0	46.4	42.2	38.4	33.0	28.3	24.3	20.9	18.0	15.4	13.2	11.4	9.8	7.9	6.4	5.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2	1.0
3	из новых скважин, тыс.т.	7.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	механизированным способом, тыс.т.	34.0	51.0	46.4	42.2	38.4	33.0	28.3	24.3	20.9	18.0	15.4	13.2	11.4	9.8	7.9	6.4	5.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2	1.0
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	40.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	В т.ч. добывающие скв.	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	346.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0	13.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	21.9	26.7	51.0	46.4	42.2	38.4	33.0	28.3	24.3	20.9	18.0	15.4	13.2	11.4	9.8	7.9	6.4	5.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	21.9	40.5	51.0	46.4	42.2	38.4	33.0	28.3	24.3	20.9	18.0	15.4	13.2	11.4	9.8	7.9	6.4	5.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	26.7	51.0	46.4	42.2	38.4	33.0	28.3	24.3	20.9	18.0	15.4	13.2	11.4	9.8	7.9	6.4	5.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8	1.5	1.2	1.0
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	4.8	10.4	-4.6	-4.2	-3.8	-5.4	-4.6	-4.0	-3.4	-2.9	-2.5	-2.2	-1.9	-1.6	-1.9	-1.5	-1.2	-1.0	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	20.8	24.7	-10.0	-10.0	-10.0	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	7	7	7	7	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
26	Фонд нагнетательных скважин	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	7	7	7	7	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	7	7	7	7	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19.4	26.5	27.0	27.6	28.1	33.5	34.1	41.8	42.6	43.5	43.9	44.4	44.8	45.2	45.7	46.2	46.6	47.1	47.6	48.0	48.5	49.0	49.5	50.0	50.5
31	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	15.9	25.2	25.7	26.2	26.7	31.8	32.4	39.7	40.5	41.3	41.7	42.1	42.6	43.0	43.4	43.9	44.3	44.7	45.2	45.6	46.1	46.5	47.0	47.5	48.0
32	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	42.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	16.6	16.6	25.6	33.7	40.8	50.2	58.0	64.7	70.2	74.9	78.7	81.9	84.6	86.9	89.5	91.6	93.2	94.6	95.7	96.5	97.2	97.8	98.2	98.6	98.9
34	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	19.4	16.6	25.6	33.7	40.8	50.2	58.0	64.7	70.2	74.9	78.7	81.9	84.6	86.9	89.5	91.6	93.2	94.6	95.7	96.5	97.2	97.8	98.2	98.6	98.9
35	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	16.7	22.1	20.1	18.3	16.6	16.7	14.3	14.8	12.7	10.9	9.4	8.0	6.9	5.9	4.8	3.9	3.1	2.5	2.1	1.7	1.3	1.1	0.9	0.7	0.6
37	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	13.5	22.1	20.1	18.3	16.6	16.7	14.3	14.8	12.7	10.9	9.4	8.0	6.9	5.9	4.8	3.9	3.1	2.5	2.1	1.7	1.3	1.1	0.9	0.7	0.6
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	40.8	61.1	62.3	63.6	64.9	66.2	67.5	68.8	70.2	71.6	72.3	73.1	73.8	74.5	75.3	76.0	76.8	77.6	78.3	79.1	79.9	80.7	81.5	82.3	83.1
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	33.1	61.1	62.3	63.6	64.9	66.2	67.5	68.8	70.2	71.6	72.3	73.1	73.8	74.5	75.3	76.0	76.8	77.6	78.3	79.1	79.9	80.7	81.5	82.3	83.1
40	из новых, тыс.т.	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
41	мех. способом, тыс.т.	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
42	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	92.3	133.1	173.9	214.7	255.5	296.3	337.1	377.9	418.7	459.5	500.3	541.1	581.9	622.7	663.5	704.3	745.1	785.9	826.7	867.5	908.3	949.1	989.9	1030.7	1071.5
43	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	76.4	127.3	173.7	215.9	254.3	287.2	315.6	339.9	360.8	378.7	394.2	407.4	418.8	428.6	436.5	442.9	448.1	452.3	455.7	458.4	460.6	462.4	463.9	465.0	466.0
44	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0.066	0.109	0.149	0.185	0.218	0.247	0.271	0.292	0.310	0.325	0.339	0.350	0.360	0.368	0.375	0.380	0.385	0.389	0.391	0.394	0.396	0.397	0.399	0.400	0.400
45	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	6.6	10.9	14.9	18.5	21.8	24.7	27.1	29.2	31.0	32.5	33.9	35.0	36.0	36.8	37.5	38.0	38.5	38.9	39.1	39.4	39.6	39.7	39.9	40.0	40.0
46	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7.3	10.9	9.9	9.1	8.2	7.1	6.1	5.2	4.5	3.9	3.3	2.8	2.4	2.1	1.7	1.4	1.1	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2
47	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8.0	13.1	13.7	14.4	15.3	15.6	15.8	16.2	16.6	17.1	17.7	18.4	19.4	20.7	21.2	21.7	22.4	23.4	24.7	26.5	29.2	33.4	40.6	55.3	100.0
48	Закачка рабочего агента	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.3	37.2	58.5	68.2	71.1	72.5	73.4	74.5	76.0	77.0	78.3	79.4	80.2	80.9	82.2	82.7	83.8	84.9	86.0	87.0
49	Закачка рабочего агента с начала разработки	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.3	68.5	127.1	195.2	266.3	338.8	412.2	486.7	562.8	639.8	718.1	797.5	877.7	958.6	1040.8	1123.5	1207.3	1292.3	1378.3	1465.3
51	Текущая компенсация отборов жидкости закачкой, %	0	0	0	0	0	50	57	87	98	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
52	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой, %	0	0	0	0	0	12	24	39	53	66	76	85	93	99	105	111	116	120	124	128	131	134	137	140	143
53	Добыча нефтяного газа	0.306	0.459	0.417	0.380	0.345	0.297	0.255	0.219	0.188	0.162	0.139	0.119	0.102	0.088	0.071	0.058	0.047	0.038	0.031	0.025	0.020	0.016	0.013	0.011	0.009
54	Добыча нефтяного газа с начала разработки	1.98	2.43	2.85	3.23	3.58	3.87	4.13	4.35	4.54	4.70	4.84	4.95	5.06	5.15	5.22	5.27	5.32	5.36	5.39	5.41	5.43	5.45	5.46	5.47	

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

Эффективность контроля за процессом разработки зависит от наличия полной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов их фильтрационно-емкостных свойствах, выработке запасов, техническом состоянии скважин, работе скважинного оборудования и т.д. Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин в сочетании с лабораторными и промысловыми данными.

Для контроля над разработкой пластов предлагается вести работы по следующим направлениям:

- Гидродинамические методы исследования пластов и скважин.
- Промыслово-геофизические методы исследования скважин.
- Контроль за продукцией добывающих скважин.
- Контроль энергетического состояния залежей.
- Контроль за физико-химическими свойствами нефти и нефтяного газа.

Комплекс исследований по контролю за разработкой пластов предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров.

Контроль за разработкой пластов, за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования по видам и объемам исследовательских работ необходимо проводить в соответствии с рекомендациями, представленными в таблице 9.1, составленной в соответствии с утвержденными руководящими документами.

По вновь вводимой из бурения скважины необходимо после ввода в эксплуатацию проводить полный комплекс промыслово-гидродинамических исследований в течение первой декады эксплуатации, а в последующем с периодичностью, согласно таблице 9.1.

Для скважин, по которым будет проводиться смена оборудования или режима работы, обязательное проведение тестовых замеров продукции и забойных давлений до и после проведения мероприятия.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды

Свойства добываемых флюидов определяют работу систем разработки, добычи и подготовки нефти, поэтому необходимо обеспечивать проведение периодических лабораторных и промысловых исследований по их изучению. Физико-химические исследования осуществляются в целях контроля за выработкой пластов и

технологического контроля режимов скважин, предупреждения осложнений при их эксплуатации.

В обязательный комплекс систематических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- контроль за составом добываемого газа;
- отбор и определение состава попутно-добываемых и закачиваемых вод;

По месторождению Бухарсай исследования физико-химических свойств нефти производились в разведочный период, а также в период пробной эксплуатации месторождения. Свойства пластовой нефти определены по всем залежам, являющихся объектами разработки.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Рекомендуется производить разовые отборы глубинных проб по новым скважинам при опробовании в них продуктивных пластов. Отбор производится при невысокой обводненности и устойчивом газовом факторе. Для корректного определения газосодержания обводненность не должна быть выше 30 %. Отбор и исследования проб должны проводиться согласно ОСТу 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти

При нагнетании воды, нефть в залежах может окисляться за счет кислорода, поступающего с закачиваемой водой. Кроме того в закачиваемой воде растворяются легкие компоненты нефти. При интенсивном промывании пластов закачиваемой водой со временем это приводит к утяжелению состава нефти. Поэтому с целью контроля за основными свойствами и содержанием компонентов в дегазированной нефти рекомендуется отбирать устьевые пробы нефти раз в полугодие. Параметры дегазированной нефти должны определяться при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования проб в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Отбор и исследование поверхностных проб попутно-добываемой воды

Для контроля за течением процесса заводнения и вытеснения нефти закачиваемым агентом в пласте, а также для контроля за процессами солеотложений и коррозии, рекомендуется проводить отбор проб попутно-добываемой воды для определения ее состава и свойств. Пробы воды должны отбираться по эксплуатационным скважинам раз в квартал при достаточной обводненности.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом нефтяного газа должен проводиться по глубинным пробам после однократного разгазирования для определения изменений в составе газа и расчета текущего газового фактора. При отсутствии отбора глубинных проб необходимо вести контроль за составом газа по устьевым пробам.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения, представлен в таблице 9.1.

Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В период промышленной эксплуатации месторождения Бухарсай промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- в открытом стволе в процессе и после окончания проводки скважины;
- в обсаженных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

С целью уточнения геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств и добывных характеристик пластов-коллекторов в скважинах, выходящих из бурения, рекомендуется продолжение выполнения апробированных на месторождении следующих общих и детальных промыслово-геофизических исследований в открытом стволе:

- общие исследования включают, самопроизвольной поляризации (ПС), профилометрии-кавернометрии (ДС), естественной радиоактивности (ГК), нейтронного каротажа (НГК или КНК), термометрии, резистивиметрии. Запись методов ГИС выполняется по всему стволу. Интервал записи и этапность выполнения комплекса определяется проектом на строительство скважин. Результаты исследований выдаются в масштабе глубин 1:500.

- детальные исследования выполняются в интервалах продуктивных отложений. Комплекс помимо вышеперечисленных методов должен включать боковой каротаж многозондовый (БК), индукционный каротаж многозондовый (ИК и/или ВИКИЗ), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МК), плотностной гамма-гамма каротаж+фотоэлектрический эффект (ГГК+ФЭЭ), акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК). В качестве дополнительного метода проводить спектральный гамма-каротаж (СГК) с записью U, Th, K. Индукционный каротаж помимо результирующих кривых в Омм обязательно дополнять записью в единицах проводимости мСм. Результаты исследований выдаются в масштабе глубин 1:200.

- для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве выполнять инклинометрию непрерывной записью по всему стволу скважины. Данные представлять в LAS-формате.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн.

Для уточнения литолого-петрофизической характеристики объектов разработки при бурении проектной разведочной скважины необходимо отобрать 10-15 м керн из толщи коллектора, изучить стандартным комплексом параметров 15-20 образцов (пористость, плотность объёмная и зёрен породы, проницаемость, стандартный гранулометрический состав). При отборе следует использовать керноприёмники, обеспечивающие максимальный вынос керна.

Коллекция образцов для определения Квыт должна содержать образцы по всему диапазону ФЕС коллекторов. На коллекции образцов-коллекторов выполнить определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода».

Исследования по контролю за разработкой

Наиболее простые и распространённые комплексные задачи промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) в обсаженных скважинах в период промышленной эксплуатации сводятся к следующим:

- определение интервалов притока/поглощения;
- определение интервалов и источника обводнения;
- определение интервалов заколонной циркуляции флюидов;
- определение технического состояния обсадных колонн;
- определение текущего насыщения коллекторов.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

- для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;
- при оценке эффективности обработок призабойных зон, проводимых для интенсификации добычи и т. д.

Рекомендуется на основании ранее выполненных исследований по контролю за разработкой для решения поставленных задач в эксплуатационных скважинах комплекс ГИС-к состоящий из

- термометрии (ТМ) и барометрии (БМ) для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.
-

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс должен содержать:

- гамма-каротаж (ГК) для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий;
- локатор муфт (ЛМ) и перфорационных отверстий;
- термокондуктивную расходомерию (ТА) для определения интервалов притока пластового флюида; механическую расходомерию (РМ) для определения интервалов приемистости (ухода).
- влагомерию (ВЛ) и резистивиметрию (РИ) для определения состава притока и установления водо-нефтяного раздела в стволе скважин.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от поставленной задачи, способа эксплуатации (фонтанный, механизированный) и дебита скважины.

В добывающих скважинах исследования на определение интервалов притока рекомендуется проводить после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины.

ГИС-к проводятся при необходимости: до и после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Для определения текущего характера насыщения неперфорированных пластов коллекторов рекомендуется проведение импульсных нейтронных методов каротажа ИННК/ИНГК с обязательным охватом водоносного коллектора.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования: башмак НКТ должен находиться более 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя 4-10 м.

При проведении исследований должна быть представлена вся информация, связанная с компоновкой подземного оборудования и выполненными на скважине работами, которая может оказать помощь при решении поставленных задач-целей исследований. Примеры такой информации приведены ниже:

- время и виды ремонтных работ в скважине (смена подземного оборудования, КРС и ПРС, изоляционные работы, дополнительная перфорация и реперфорация, интенсификация с целью увеличения добычи и т.д.);
- данные о дебитах, обводнённости, газовом факторе;
- глубина положения башмака НКТ;

– пластовое/забойное давление, продуктивность, депрессия, если проводились гидродинамические исследования скважины;

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны. Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, затрубную циркуляцию проводится комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн, в который могут быть включены временные замеры АКЦ, магнито-импульсная дефектоскопия (ЭМДС/МИД).

Комплекс гидродинамических исследований

В комплекс гидродинамических исследований входят:

- исследования методом установившихся отборов;
- исследования методов восстановления давления.
- исследования методов стабилизации давления.

Метод установившихся отборов (МУО)

При исследовании этим методом измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважин.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонта (ГТМ), связанных с изменением призабойной зоны. Для получения достоверной информации по емкостно-фильтрционной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом.

Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования скважин методом кривой восстановления уровня

Метод кривой восстановления уровня (КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В результате обработки материалов исследований скважин методом кривой восстановления уровня определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях и др. параметры. Метод кривой восстановления уровня – метод расчета приведенного радиуса, а в последнее время скин-фактора важной характеристики состояния призабойной зоны скважины.

Исследования скважин методом восстановления давления

Метод восстановления давления (КВД) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В процессе исследования методом восстановления давления регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость

КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях и др. параметры. Метод восстановления давления – единственный метод расчета приведенного радиуса, а в последнее время скин-фактора важной характеристики состояния призабойной зоны скважины.

Гидродинамические исследования должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым добывающим скважинам не реже 1 раза в год во время проведения ГТМ.

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Контроль за техническим состоянием скважин и работой подземного оборудования включает шаблонирование НКТ, динамометрию, изучение технического состояния эксплуатационных скважин и заколонных перетоков.

В скважинах, эксплуатируемых фонтанным способом, рекомендовано:

- ежедневно визуальным осмотром контролировать состояние устьевого оборудования (фонтанной арматуры);
- проводить ежедневные замеры трубного и затрубного давлений, а также давления на выкидной линии;
- пластовые и забойные давления определять с помощью глубинных манометров во время гидродинамических исследований.

В скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, не реже одного раза в месяц проводить исследования динамического уровня.

Для контроля за работой скважин проводить замеры дебита жидкости и обводнённости продукции.

Работа скважин рекомендовано поддерживать с допустимыми параметрами, не нарушающими технологический режим, обеспечивающими целостность скважинного оборудования, безопасные условия эксплуатации.

КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Таблица 9.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
Геофизические исследования		
Комплекс ГИС в открытом стволе (КС, ПС, Дс, ГК, КНК, АК, ГКП, БК, ИК, ТМ, РИ)	По новым скважинам: эксплуатационные разведочная	Разовые исследования при окончании бурения всех проектных скважин
Отбор керна и исследование керна	В разведочных скважинах	По мере необходимости
В добывающих скважинах выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида, заколонных перетоков (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах при фонтанном способе эксплуатации	При изменении технологических показателей скважины
Техническое состояние эксплуатационных скважин: во всех вновь пробуренных (АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ) в действующих скважинах (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	Во всех вновь пробуренных, в действующих скважинах	Разовые исследования после окончания строительства скважины; в процессе эксплуатации по мере необходимости
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	По новым скважинам	Разовые исследования по мере необходимости
	По эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности)	
Отбор устьевых проб нефти	По эксплуатационным скважинах с учетом дебитов и обводненности	По мере необходимости
Отбор устьевых проб попутно-добываемой воды для химического анализа	По добывающим скважинам при достаточной обводненности продукции	По мере необходимости
Определение состава нефтяного газа	По добывающим скважинам	По мере необходимости
Замеры дебитов	По добывающим скважинам	Еженедельно
Определение газового фактора	Во всех добывающих скважинах	1 раз в год
Определение обводненности	Во всех добывающих скважинах	1 раз в 7 дней
Анализ закачиваемой воды на предмет определения КВЧ, окиси железа, нефтепродуктов на очистных сооружениях	по нагнетательным скважинам	Еженедельно
Гидродинамические исследования		
Исследования методом установившихся отборов (МУО).	По новым скважинам	Разовое исследование (при условии фонтан-я скв-ны)
	в добывающих скважинах	По мере необходимости
Исследования методом восстановления давления (КВД, КВУ).	По новым скважинам	Разовое исследование (при условии фонтан-я скв-ны)
	в добывающих скважинах	По мере необходимости
Определение пластового давления и температуры	По опорной сети скважин*	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию; 1 раз в квартал
Определение забойного давления	По новым скважинам	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию;
	систематически в скважинах всех категорий	1 раз в полугодие

* - Опорная сеть скважин будет ежегодно утверждаться недропользователем в плане исследовательских работ месторождения.

Скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда, могут переводиться в наблюдательный фонд для проведения исследовательских работ. При этом допускаются ежегодные отклонения по наблюдательному фонду скважин в количестве 50% от данного

КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

фонда притом, что номера скважин будут определяться геолого-промысловой службой предприятия по мере выбытия и целесообразности равномерного мониторинга энергетического состояния залежи.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В разделе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Бухарсай».

Для более углубленной и комплексной оценки потенциального воздействия на природную среду производственных работ разработан отдельный самостоятельный проект «Материалы оценки воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Бухарсай». Целью проведения «Материалы оценки воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Бухарсай» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия работ на экологически чувствительную зону района проектируемых работ.

10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой; В случае аварийного отключения, данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль;
- проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- размещение вредных и взрывопожароопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Гидрографическая сеть отсутствует и другие поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Сокращение потенциальных источников загрязнения грунтовых вод возможно за счет выполнения ряда природоохранных мероприятий.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе бурения, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на компоненты окружающей среды:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементации;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд – скважина;
- предусмотрен безамбарный метод бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом.
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключаящих разлив нефтепродуктов на рельеф;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазученного грунта;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответствующим маркированных контейнерах и емкостях.
- реабилитации территории.

10.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо выполнение следующих мероприятий:

- движение наземных видов транспорта планируется осуществлять только по специально отведенным дорогам;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производится только на специально оборудованных полигонах;

- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- сохранение растительности.

Мероприятия по сохранению почвенного покрова:

- исключение эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природного ландшафта;
- поэтапное проведение технической рекультивации при разработке месторождения.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствие с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;
- повторное использование отходов в определенных проектом случаях;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты, необходимо:

- производственные объекты месторождения запроектировать на ограниченных в плане участках;
- предусмотреть меры по сохранению естественного растительного покрова и почв на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием и сохранением поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

По охране растительного и животного мира предусмотреть следующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- принятие административных мер для пресечения браконьерства;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

Рекультивация

Реализация проектных решений по каждому из вариантов предусматривает строительство скважины, следовательно - нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан «Природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства скважины производится рекультивация отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для складирования;
- планировку площадки.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По состоянию на 02.01.2021 г. выполнен подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Бухарсай (Протокол № 2329-21-У от 30.06.2021 года).

Протоколом ГКЗ РК Недропользователям было рекомендовано:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения;
- отобрать керн из продуктивного горизонта PZ для проведения стандартных и специальных исследований;
- продолжить отбор глубинных и поверхностных проб пластового флюида по всем продуктивным горизонтам (нефть, вода);
- проводить гидродинамические исследования действующего фонда скважин для контроля за энергетическим состоянием продуктивных горизонтов;
- доразведать запасы, оцененные по категории C₂ с целью перевода в категорию C₁.

Объектом промышленной эксплуатации является залежь М-II в зоне с запасами категории C₁ (геологические/извлекаемые 2887/1155 тыс.т), участок с запасами категории C₂ (224/43 тыс.т или 6,7% от запасов залежи М-II) является объектом доразведки.

В целях дальнейшего доизучения месторождения недропользователю рекомендуется продолжить работы по доизучению запасов, оцененных по категории C₂ бурением оценочных скважин Бух-13 и 14, с предполагаемыми толщинами более 4 м.

В случае обнаружения новых залежей УВС или перспективных объектов на получение нефти или газа в результате бурения разведочных и оценочных скважин, предусмотреть их испытание с целью оценки и доизучения месторождения.

Также, в эксплуатационных скважинах при выявлении перспективных интервалов нефтегазоносности в пределах выделенного участка недр, необходимо проведение испытания продуктивных горизонтов.

При обнаружении залежей нефти возможно проведение бурения дополнительных оценочных скважин на месторождении с целью детализации геологического строения и определения контуров нефтеносности».

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

На начальном этапе реализации разработки месторождения Бухарсай внедрение новых технологий не предусматривается.

В дальнейшем по рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки предусматривается реализация закачки рабочего агента для ППД.

При реализации разработки месторождения Бухарсай на поздних 3-4 стадиях рекомендуется в случае необходимости проведения опытно-промышленных испытаний, для увеличения уровня добычи нефти, газа и закачки агента с применением полимерного заводнения.

При необходимости надо отразить обоснование объемов и проведения опытно-промышленных испытаний и их технические решения, способы и техники интенсификации процессов разработки.

Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются:

- Загущение воды, которое приводит к снижению соотношения подвижности нефти и воды и возможности прорыва воды к добывающим скважинам;
- Закупорка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы. Охват воздействия низкопроницаемых ЗОН при этом увеличивается.

Показатель технологической эффективности при прогнозируемой добыче будет в пределах успешных значений. В дальнейшем для увеличения нефтедобычи можно будет рассмотреть комбинирование с другими технологиями.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

– п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемами добычи углеводородов»;

– п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

– затраты на ликвидацию скважин;

- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли;

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли.

Расчет затрат на ликвидацию скважин для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз»:

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан по фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 3 106 220,00 тенге.

Количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения - 21 единица.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$21 \text{ скважин} * 3\,106\,220,00 \text{ тенге} = 65\,230\,620 \text{ тенге}$$

В таблице 13.1 представлен расчет сметной стоимости работ по ликвидации одной скважины.

РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Таблица 13.1 - Расчет сметной стоимости ликвидации скважины

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Показатель
1	2	3	4
<i>Расчет стоимости 1-го бригады-часа при ликвидации скважин</i>			
1	Оплата труда бригады по ФЛС	тенге/час	11620
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	тенге/час	1175
3	Дизтопливо ЯМЗ-238 - силовой блок	тенге/час	692
4	Моторные и смазывающие масла	тенге/час	137
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	тенге/час	1241
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуживание, доставкой на базу БПО и т.д.)	тенге/час	1663
7	Амортизационный износ подъемника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС	тенге/час	1813
8	Сырьё и материалы	тенге/час	3210
9	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	тенге/час	2974
10	Транспортировка вахт	тенге/час	310
11	Дефектоскопия труб и оборудования	тенге/час	725
12	Электроэнергия	тенге/час	226
13	Расходы по охране окружающей среды	тенге/час	12
14	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	тенге/час	140
15	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	тенге/час	280
16	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	тенге/час	75
17	Радио и спутниковая связь	тенге/час	32
18	Водопотребление холодной воды	тенге/час	27
19	Расходы на обязательное страхование	тенге/час	35
20	Налог на имущество	тенге/час	125
21	Плата за загрязнение окружающей среды	тенге/час	45
Итого прямые затраты		тенге/час	26557,06
Плановые накопления - 8%		тенге/час	2124,56
Всего стоимость 1-го бригады-часа		тенге/час	28681,63
<i>Расчет стоимости продолжительности работ при ликвидации скважин</i>			
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	час	7
2	Установка и испытание якорей оттяжек	час	1,5
3	Установка переносного фундамента под ног мачты	час	0,5
4	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	час	2,1
5	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллажом и электроосвещением	час	3,1
6	Завоз "2,5 НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	час	0,6
7	Проведение проверки пусковой комиссией	час	1
8	Подготовительные работы перед началом КРС	час	1,6
9	ПЗР. Подъем подземного оборудования: штанги и трубы "2,5	час	3,9
10	Прошаблонировка скважины печатью Ø135мм с промером длин труб	час	5,2
11	Спуск пера на "2,5 НКТ для промывки песка в скважине	час	3,1
12	Сборка промывочного оборудования	час	0,8
13	Промывка скважины	час	5,5
14	Наращивание труб с промером	час	0,8
15	Разборка промывочного оборудования	час	0,8

РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Продолжение таблицы 13.1

1	2	3	4
16	Подъем пера после промывки. ПЗР.	час	3,8
17	Спуск "2,5 НКТ до интервала	час	3,1
18	Закачка цементного раствора	час	4,5
19	До подъем НКТ с промывкой	час	2
20	ОЗЦ	час	48
21	Опрессовка эксплуатационной колонны	час	1,6
22	Полный подъем НКТ	час	2,4
23	Установить заглушку на устье с репером	час	3
24	Демонтаж подъемника и оттягивание оборудования	час	2
25	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	час	0,4
Всего продолжительность часов ликвидационных работ		час	108,3
Всего стоимость ликвидации скважины		тенге/скважина	3 106 220,000

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства.

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Таблица 13.2 Расчет затрат на демонтаж основных средств на м/р Бухарсай

#	Наименование основных средств	Ед.изм	Кол-во	Стоимость в тенге	Сумма в тенге
1.1	Фонд скважин				65 230 620,000
	Нефтяные	шт	16	3 106 220,000	49 699 520,000
	Водонагнетательные	шт	5	3 106 220,000	15 531 100,000
1.2	Система сбора нефти м/р Бухарсай				15 982 260
	Выкидные линии 4"	метр	8 000	1 522,120	12 176 960
	Нагнетательные линии 4"	метр	2 500	1 522,120	3 805 300
1.3	ЗУ				201 300,610
	Сепаратор АМ 40-8-400 / БГЗУ	шт	1	79 220,685	79 220,685
	Манифольд	шт	1	122 079,925	122 079,925
1.5	БКНС				524 781,000
	Блок насосов для перекачки воды	шт	1	174 927,000	174 927,000
	Блок приема и подготовки воды	шт	1	174 927,000	174 927,000
	ВРП (водораспределит.пункт)	шт	1	174 927,000	174 927,000
1.6	Нефтяные и газовые коллекторы				31 975 174,840
	Нефтяной коллектор с СП-1 до СП-2 (м/р ЮЗКБ)	метр	5 338	2 283	12 187 614,840
	Водяной коллектор с БКНС м/р ЮЗКБ до ВРП м/р Бухарсай	метр	6 500	3 044	19 787 560,000
1.7	Рекультивация участка				2 637 600,000
	рекультивация участка	м3	21	125 600	2 637 600
	ИТОГО				115 672 536,450
	Накопленная сумма в спец. депозите				
	Остаточная сумма для пополнения спец. депозита				115 672 536,450

Расчет рекультивации земли, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель рассчитан исходя из следующих факторов:

на рекультивацию скважин принята территория 5*1 м.

средневзвешенная глубина рекультивируемых земель – 0,2 м.

Согласно норматива на производство земельных работ принята величина 12 560 тенге на рекультивацию 1 м³ грунта. Стоимость рекультивации одной скважины составила 125 600,00 тенге.

Таким образом затраты на рекультивацию земли скважин составят:

$$21 \text{ скважин} * 125\,600 \text{ тенге} = 2\,637\,600 \text{ тенге}$$

Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главы 12 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.3.

В таблице 12.4 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам, рекомендуемого 2 варианта разработки месторождения Бухарсай . Варианты 1 и 3 представлены в Приложении.

Таблица 13.3 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
	Кол-во скважин		14
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	65 230,62
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	48 683,52
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	1 758,40
4	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	115 672,54
5	На депозитном счете по состоянию на 01.07.2021	тыс.тенге	0,00
6	Остаток затрат в ликвидационный фонд	тыс.тенге	115 672,54
7	Накопленная добыча нефти за расчетный период	тыс.тонн	568,89
8	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	203,33

Таблица 13.4 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд рекомендуемого 2 варианта разработки месторождения Бухарсай для АО «ПККР»

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Норматив отчислений	Планируемые отчисления по годам, в тыс/тенге
2022	40,3	203,3	8 190,9
2023	67,3	203,3	13 688,1
2024	63,7	203,3	12 960,9
2025	59,6	203,3	12 126,1
2026	53,6	203,3	10 890,4
2027	45,5	203,3	9 256,8
2028	38,6	203,3	7 851,7
2029	32,7	203,3	6 647,2
2030	27,7	203,3	5 630,2
2031	23,4	203,3	4 763,1
2032	19,8	203,3	4 032,9
2033	16,8	203,3	3 411,5
2034	16,8	203,3	3 406,2
2035	14,1	203,3	2 868,0
2036	11,2	203,3	2 275,9
2037	8,9	203,3	1 804,3
2038	7,0	203,3	1 418,9
2039	5,5	203,3	1 118,0
2040	4,3	203,3	882,3
2041	3,4	203,3	695,1
2042	2,7	203,3	547,6
2043	2,0	203,3	408,7
2044	1,6	203,3	326,9
2045	1,3	203,3	261,5
2046	1,0	203,3	209,2
Итого 2022-2046	568,9		115 672,5

Расчет затрат на ликвидацию скважин для ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании аналогов месторождений по фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 936 045,8 тенге.

Количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения -6 единиц.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$7 \text{ скважин} * 1\,936\,045,8 \text{ тенге} = 13\,552\,320,6 \text{ тенге}$$

В таблице 12.5 представлен расчет сметной стоимости работ по ликвидации одной скважины.

РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Таблица 13.5 - Расчет сметной стоимости ликвидации скважины

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Показатель
1	2	3	4
<i>Расчет стоимости 1-го бригады-часа при ликвидации скважин</i>			
1.	Оплата труда бригады по ФЛС	тенге/час	9 295,00
2.	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	тенге/час	943,00
3.	Дизтопливо ЯМЗ-238 - силовой блок	тенге/час	692,00
4.	Моторные и смазывающие масла	тенге/час	137,00
5.	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	тенге/час	1 241,00
6.	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуживанием, доставкой на базу БПО и т.д.)	тенге/час	1 665,00
7.	Амортизационный износ подъемника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС	тенге/час	1 813,00
8.	Сырьё и материалы	тенге/час	2 799,00
9.	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	тенге/час	2 733,00
10.	Транспортировка вахт	тенге/час	218,00
11.	Дефектоскопия труб и оборудования	тенге/час	507,00
12.	Электроэнергия	тенге/час	226,00
13.	Расходы по охране окружающей среды	тенге/час	12,00
14.	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	тенге/час	140,00
15.	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	тенге/час	131,00
16.	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	тенге/час	75,00
17.	Радио и спутниковая связь	тенге/час	32,00
18.	Водопотребление холодной воды	тенге/час	26,00
19.	Расходы на обязательное страхование	тенге/час	35,00
20.	Налог на имущество	тенге/час	127,00
21.	Плата за загрязнение окружающей среды	тенге/час	47,00
Итого прямые затраты		тенге/час	22 894,00
Плановые накопления - 8%		тенге/час	1 832,00
Всего стоимость 1-го бригады-часа		тенге/час	24 726,00
<i>Расчет стоимости продолжительности работ при ликвидации скважин</i>			
1.	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	час	7,00
2.	Установка и испытание якорей оттяжек	час	1,50
3.	Установка переносного фундамента под ног мачты	час	0,50
4.	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	час	2,10
5.	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллажом и электроосвещением	час	3,10
6.	Завоз "2,5 НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	час	0,60
7.	Проведение проверки пусковой комиссией	час	1,00
8.	Подготовительные работы перед началом КРС	час	1,60
9.	ПЗР. Подъем подземного оборудования: штанги и трубы "2,5	час	3,90
10.	Прошаблонировка скважины печатью Ø135мм с промером длин труб	час	5,20

Продолжение таблицы 13.5

11.	Спуск пера на "2,5 НКТ для промывки песка в скважине	час	3,10
12.	Сборка промывочного оборудования	час	0,80
13.	Промывка скважины	час	5,50
14.	Наращивание труб с промером	час	0,80
15.	Разборка промывочного оборудования	час	0,80
16.	Подъем пера после промывки. ПЗР.	час	3,80
17.	Спуск "2,5 НКТ до интервала	час	3,10
18.	Закачка цементного раствора	час	4,50
19.	До подъем НКТ с промывкой	час	2,00
20.	ОЗЦ	час	18,00
21.	Опрессовка эксплуатационной колонны	час	1,60
22.	Полный подъем НКТ	час	2,40
23.	Установить заглушку на устье с репером	час	3,00
24.	Демонтаж подъемника и оттягивание оборудования	час	2,00
25.	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	час	0,40
Всего продолжительность часов ликвидационных работ		час	78,3
Всего стоимость ликвидации скважины		тенге/скважина	1 936 045,8

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 1% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства с учетом модернизации.

Таким образом, стоимость демонтажа наземного обустройства промысла оценена в размере 67, 436 т. тенге.

Расчет рекультивации земли, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель рассчитан исходя из следующих факторов:

на рекультивацию скважин принята территория 3*10 м.

средневзвешенная глубина рекультивируемых земель – 0,2 м.

Согласно норматива на производство земельных работ принята величина 12 560 тенге на рекультивацию 1 м³ грунта. Стоимость рекультивации составила 75 360,00 тенге.

Таким образом затраты на рекультивацию земли скважин составят:

*7 скважин * 75 360 тенге = 527,520 т. тенге*

В таблице 12.6 представлен расчет платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов

Таблица 13.6 - Расчет платежей за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
1.	Норматив платежа за выбросы в атмосферу при демонтажных работах	тенге/скважина	46 943,84
2.	Платежи за выбросы в атмосферу при демонтажных работах ликвидации скважин	тыс.тенге	328,61
3.	Норматив платежа за размещение отходов от 1 скважины	тенге/скважина	7 734,08
4.	Платежи за размещение отходов ликвидируемых скважин	тыс.тенге	54,14
Всего платежи за демонтажные работы и размещение отходов		тыс.тенге	382,69

Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно главы 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.7.

В таблице 13.8 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам в рамках данного проекта.

Таблица 13.7 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
		3	
1	2	3	4
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	13 552,00
2.	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	67,44
3.	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	527,52
4.	Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	тыс.тенге	382,69
5.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	14 529,65
8.	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс.тонн	423,59
9.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	34,30

Таблица 13.8 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Бухарсай для ТОО «САУТС-ОЙЛ».

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	5
2022	33,97	34,30	1 165,10
2023	50,95	34,30	1 747,64
2024	46,36	34,30	1 590,36
2025	42,19	34,30	1 447,22
2026	38,38	34,30	1 316,60
2027	32,97	34,30	1 130,96
2028	28,32	34,30	971,49
2029	24,33	34,30	834,51
2030	20,90	34,30	716,85
2031	17,95	34,30	615,77
2032	15,42	34,30	528,95
2033	13,25	34,30	454,37
2034	11,38	34,30	390,30
2035	9,77	34,30	335,27
2036	7,92	34,30	271,69
2037	6,41	34,30	219,80
2038	5,18	34,30	177,82
2039	4,19	34,30	143,85
2040	3,39	34,30	116,38
2041	2,74	34,30	94,15
2042	2,22	34,30	76,17
2043	1,80	34,30	61,62
2044	1,45	34,30	49,85
2045	1,18	34,30	40,33
2046	0,95	34,30	32,63
Итого 2022-2046	423,59		14 529,65

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131).
2. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.
3. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329)/
4. Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016 г.).
5. Ларионов В.В «Радиометрия скважин» М.Недра. 1969 г.
6. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. «Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов» М.Недра. 1978 г.
7. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных.М, Недра, 1984 г.
8. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 165 Об утверждении формы программы развития переработки сырого газа.
9. СТ РК 1662-2007 Вода для заводнения нефтяных пластов.
10. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай», по состоянию на 01.07.2019 г. Шымкент, 2019 г.
11. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай», по состоянию на 01.01.2020 г. Актау, 2020 г.
12. «Подсчет запасов нефти месторождения Бухарсай», по состоянию на 02.01.2021 г. Актау, 2021 г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Характеристика основного фонда скважин. В целом по месторождению Бухарсай. Вариант 1.

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	15	15	0	11.3	12.7
2023	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	15	15	0	17.0	19.1
2024	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	15	15	0	15.0	19.5
2025	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	17	17	0	12.4	18.2
2026	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	17	17	0	11.2	18.6
2027	0	0	0	0	0	0	22	34.4	1	0	16	16	0	10.1	20.2
2028	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	16	16	0	8.6	20.7
2029	0	0	0	0	0	0	22	34.4	1	0	15	15	0	7.9	22.6
2030	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	15	15	0	6.7	23.1
2031	0	0	0	0	0	0	22	34.4	1	0	14	14	0	6.1	25.4
2032	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	14	14	0	5.2	25.7
2033	0	0	0	1	0	0	22	34.4	0	0	14	14	0	5.0	29.8
2034	0	0	0	0	1	0	22	34.4	1	0	13	13	0	4.5	30.7
2035	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	13	13	0	3.8	31.2
2036	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	13	13	0	3.1	31.7
2037	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	13	13	0	2.4	32.4
2038	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	13	13	0	1.9	33.2
2039	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	13	13	0	1.5	34.0
2040	0	0	0	0	0	0	22	34.4	1	0	12	12	0	1.3	38.1
2041	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	12	12	0	1.1	39.5
2042	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	12	12	0	0.8	31.2
2043	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.7	34.4
2044	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.6	34.7
2045	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.5	35.1
2046	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.4	35.4
2047	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.3	35.8
2048	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.2	36.1
2049	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.2	36.5
2050	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	11	11	0	0.2	36.9
2051	0	0	0	0	0	0	22	34.4	1	0	10	10	0	0.1	41.0
2052	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.1	41.4

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2053	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.1	41.8
2054	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.1	42.2
2055	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.1	42.6
2056	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.0	43.0
2057	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.0	43.5
2058	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	10	10	0	0.0	43.9
2059	0	0	0	0	0	0	22	34.4	1	0	9	9	0	0.0	49.3
2060	0	0	0	0	0	0	22	34.4	0	0	9	9	0	0.0	49.8

Приложение 2. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом по месторождению Бухарсай. Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп-ленная	Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	56.0	4.8	5.6	238.5	20.3	7.7	62.7	62.7	257.8	257.8	10.6	0.0	0.0	0.947	5.214
2023	84.0	7.1	9.0	322.5	27.4	10.4	94.4	94.4	352.2	352.2	11.0	0.0	0.0	1.420	6.634
2024	74.0	6.3	8.7	396.5	33.7	12.8	96.3	96.3	448.5	448.5	23.1	0.0	0.0	1.234	7.869
2025	69.3	5.9	8.9	465.8	39.6	15.0	101.8	101.8	550.2	550.2	32.0	0.0	0.0	1.410	9.279
2026	62.5	5.3	8.8	528.3	45.0	17.0	104.1	104.1	654.3	654.3	39.9	0.0	0.0	1.257	10.536
2027	53.4	4.5	8.3	581.8	49.5	18.7	106.5	106.5	760.8	760.8	49.8	0.0	0.0	1.071	11.608
2028	45.6	3.9	7.7	627.3	53.4	20.2	109.0	109.0	869.8	869.8	58.2	0.0	0.0	0.902	12.510
2029	38.8	3.3	7.1	666.1	56.7	21.4	111.5	111.5	981.3	981.3	65.2	0.0	0.0	0.751	13.261
2030	33.1	2.8	6.5	699.2	59.5	22.5	114.2	114.2	1095.5	1095.5	71.1	0.0	0.0	0.627	13.888
2031	28.1	2.4	5.9	727.3	61.9	23.4	116.9	116.9	1212.4	1212.4	75.9	0.0	0.0	0.520	14.408
2032	24.0	2.0	5.4	751.3	63.9	24.2	118.7	118.7	1331.1	1331.1	79.8	0.0	0.0	0.433	14.842
2033	23.1	2.0	5.4	774.3	65.9	24.9	137.2	137.2	1468.3	1468.3	83.2	0.0	0.0	0.477	15.318
2034	19.4	1.6	4.8	793.7	67.6	25.5	131.5	131.5	1599.8	1599.8	85.3	0.0	0.0	0.375	15.694
2035	16.3	1.4	4.3	810.1	68.9	26.1	133.5	133.5	1733.3	1733.3	87.8	0.0	0.0	0.310	16.004
2036	13.1	1.1	3.6	823.1	70.1	26.5	135.6	135.6	1868.9	1868.9	90.4	0.0	0.0	0.246	16.249
2037	10.4	0.9	3.0	833.5	70.9	26.8	138.7	138.7	2007.6	2007.6	92.5	0.0	0.0	0.192	16.441
2038	8.3	0.7	2.4	841.8	71.6	27.1	142.0	142.0	2149.5	2149.5	94.2	0.0	0.0	0.150	16.591
2039	6.6	0.6	2.0	848.4	72.2	27.3	145.5	145.5	2295.0	2295.0	95.5	0.0	0.0	0.118	16.708
2040	5.3	0.4	1.6	853.7	72.7	27.5	150.6	150.6	2445.6	2445.6	96.5	0.0	0.0	0.092	16.800
2041	4.2	0.4	1.3	857.9	73.0	27.6	156.2	156.2	2601.8	2601.8	97.3	0.0	0.0	0.072	16.873
2042	3.2	0.3	1.0	861.1	73.3	27.7	123.4	123.4	2725.2	2725.2	97.4	0.0	0.0	0.051	16.924
2043	2.6	0.2	0.8	863.7	73.5	27.8	124.6	124.6	2849.8	2849.8	97.9	0.0	0.0	0.041	16.965
2044	2.1	0.2	0.7	865.8	73.7	27.9	125.8	125.8	2975.6	2975.6	98.3	0.0	0.0	0.033	16.998
2045	1.7	0.1	0.5	867.5	73.8	27.9	127.1	127.1	3102.7	3102.7	98.7	0.0	0.0	0.027	17.025
2046	1.4	0.1	0.4	868.8	73.9	28.0	128.4	128.4	3231.1	3231.1	98.9	0.0	0.0	0.021	17.046
2047	1.1	0.1	0.4	869.9	74.0	28.0	129.7	129.7	3360.7	3360.7	99.2	0.0	0.0	0.017	17.063
2048	0.9	0.1	0.3	870.8	74.1	28.0	130.9	130.9	3491.7	3491.7	99.3	0.0	0.0	0.014	17.077
2049	0.7	0.1	0.2	871.5	74.2	28.0	132.3	132.3	3624.0	3624.0	99.5	0.0	0.0	0.011	17.088
2050	0.6	0.0	0.2	872.1	74.2	28.1	133.6	133.6	3757.5	3757.5	99.6	0.0	0.0	0.009	17.097

Продолжение приложения 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2051	0.5	0.0	0.2	872.5	74.3	28.1	134.9	134.9	3892.4	3892.4	99.7	0.0	0.0	0.007	17.104
2052	0.4	0.0	0.1	872.9	74.3	28.1	136.3	136.3	4028.7	4028.7	99.7	0.0	0.0	0.006	17.110
2053	0.3	0.0	0.1	873.2	74.3	28.1	137.6	137.6	4166.3	4166.3	99.8	0.0	0.0	0.005	17.115
2054	0.2	0.0	0.1	873.4	74.3	28.1	139.0	139.0	4305.3	4305.3	99.8	0.0	0.0	0.004	17.118
2055	0.2	0.0	0.1	873.6	74.4	28.1	140.4	140.4	4445.7	4445.7	99.9	0.0	0.0	0.003	17.121
2056	0.2	0.0	0.1	873.8	74.4	28.1	141.8	141.8	4587.5	4587.5	99.9	0.0	0.0	0.002	17.124
2057	0.1	0.0	0.0	873.9	74.4	28.1	143.2	143.2	4730.8	4730.8	99.9	0.0	0.0	0.002	17.126
2058	0.1	0.0	0.0	874.0	74.4	28.1	144.6	144.6	4875.4	4875.4	99.9	0.0	0.0	0.002	17.127
2059	0.1	0.0	0.0	874.1	74.4	28.1	146.1	146.1	5021.5	5021.5	99.9	0.0	0.0	0.001	17.128
2060	0.1	0.0	0.0	874.1	74.4	28.1	147.6	147.6	5169.1	5169.1	100.0	0.0	0.0	0.001	17.129

Приложение 3. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПККР"

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	9	9	0	9.9	10.0
2023	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	9	9	0	14.8	15.1
2024	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	9	9	0	12.7	15.4
2025	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	11	11	0	10.0	13.8
2026	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	11	11	0	8.9	14.2
2027	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	11	11	0	7.6	14.6
2028	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	11	11	0	6.4	15.0
2029	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	11	11	0	5.4	15.4
2030	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	11	11	0	4.6	15.8
2031	0	0	0	0	0	0	16	25.2	1	0	10	10	0	4.3	17.9
2032	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	10	0	3.6	18.2
2033	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	10	0	3.0	18.6
2034	0	0	0	1	0	0	16	25.2	1	0	10	9	0	3.3	21.5
2035	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	9	0	2.8	21.9
2036	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	9	0	2.2	22.3
2037	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	9	0	1.7	22.8
2038	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	9	0	1.4	23.5
2039	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	10	9	0	1.1	24.4
2040	0	0	0	0	0	0	16	25.2	1	0	9	8	0	0.9	28.0
2041	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	8	8	0	0.8	33.2
2042	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	8	8	0	0.6	35.1
2043	0	0	0	0	0	0	16	25.2	1	0	7	7	0	0.5	25.6
2044	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.4	25.9
2045	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.3	26.1
2046	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.3	26.4
2047	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.2	26.7
2048	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.2	26.9
2049	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.1	27.2
2050	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	7	7	0	0.1	27.5
2051	0	0	0	0	0	0	16	25.2	1	0	6	6	0	0.1	32.4
2052	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.1	32.7

Продолжение приложения 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2053	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.1	33.0
2054	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.1	33.4
2055	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.04	33.7
2056	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.03	34.0
2057	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.03	34.4
2058	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	6	6	0	0.02	34.7
2059	0	0	0	0	0	0	16	25.2	1	0	5	5	0	0.02	42.1
2060	0	0	0	0	0	0	16	25.2	0	0	5	5	0	0.02	42.5

Приложение 4. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2022	29.3	4.1	5.2	169.4	23.9	8.7	29.6	29.6	173.2	173.2	0.9	0.0	0.0	0.707	3.304
2023	44.0	6.2	8.2	213.4	30.1	11.0	44.8	44.8	218.0	218.0	1.7	0.0	0.0	1.060	4.364
2024	37.6	5.3	7.6	251.1	35.4	12.9	45.7	45.7	263.6	263.6	17.6	0.0	0.0	0.907	5.271
2025	36.1	5.1	7.9	287.2	40.5	14.8	50.2	50.2	313.8	313.8	28.0	0.0	0.0	1.112	6.383
2026	32.4	4.6	7.7	319.6	45.1	16.4	51.5	51.5	365.3	365.3	37.0	0.0	0.0	0.986	7.369
2027	27.5	3.9	7.1	347.1	49.0	17.9	52.8	52.8	418.1	418.1	47.8	0.0	0.0	0.838	8.208
2028	23.3	3.3	6.4	370.5	52.3	19.1	54.2	54.2	472.3	472.3	57.0	0.0	0.0	0.702	8.910
2029	19.7	2.8	5.8	390.2	55.0	20.1	55.7	55.7	528.0	528.0	64.6	0.0	0.0	0.579	9.489
2030	16.6	2.3	5.2	406.8	57.4	20.9	57.2	57.2	585.2	585.2	70.9	0.0	0.0	0.480	9.969
2031	14.0	2.0	4.6	420.8	59.4	21.6	58.8	58.8	644.0	644.0	76.1	0.0	0.0	0.393	10.362
2032	11.9	1.7	4.1	432.7	61.0	22.3	60.0	60.0	703.9	703.9	80.2	0.0	0.0	0.324	10.686
2033	10.0	1.4	3.6	442.7	62.4	22.8	61.2	61.2	765.1	765.1	83.7	0.0	0.0	0.265	10.951
2034	11.0	1.5	4.1	453.7	64.0	23.3	70.8	70.8	835.9	835.9	84.5	0.0	0.0	0.318	11.270
2035	9.2	1.3	3.6	462.9	65.3	23.8	72.2	72.2	908.1	908.1	87.2	0.0	0.0	0.265	11.534
2036	7.3	1.0	3.0	470.1	66.3	24.2	73.6	73.6	981.6	981.6	90.1	0.0	0.0	0.207	11.742
2037	5.7	0.8	2.4	475.9	67.1	24.5	75.0	75.0	1056.7	1056.7	92.4	0.0	0.0	0.162	11.904
2038	4.5	0.6	1.9	480.3	67.7	24.7	77.5	77.5	1134.2	1134.2	94.2	0.0	0.0	0.125	12.028
2039	3.5	0.5	1.5	483.8	68.2	24.9	80.2	80.2	1214.5	1214.5	95.7	0.0	0.0	0.096	12.124
2040	2.7	0.4	1.2	486.6	68.6	25.0	83.1	83.1	1297.6	1297.6	96.7	0.0	0.0	0.074	12.198
2041	2.1	0.3	1.0	488.7	68.9	25.1	87.6	87.6	1385.2	1385.2	97.6	0.0	0.0	0.057	12.255
2042	1.7	0.2	0.8	490.4	69.2	25.2	92.6	92.6	1477.8	1477.8	98.2	0.0	0.0	0.044	12.299
2043	1.2	0.2	0.5	491.5	69.3	25.3	59.1	59.1	1536.9	1536.9	98.0	0.0	0.0	0.029	12.328
2044	0.9	0.1	0.4	492.5	69.5	25.3	59.7	59.7	1596.6	1596.6	98.4	0.0	0.0	0.023	12.350
2045	0.8	0.1	0.4	493.2	69.6	25.4	60.3	60.3	1656.9	1656.9	98.7	0.0	0.0	0.018	12.369
2046	0.6	0.1	0.3	493.9	69.7	25.4	60.9	60.9	1717.8	1717.8	99.0	0.0	0.0	0.015	12.383
2047	0.5	0.1	0.2	494.3	69.7	25.4	61.5	61.5	1779.3	1779.3	99.2	0.0	0.0	0.012	12.395
2048	0.4	0.1	0.2	494.7	69.8	25.4	62.1	62.1	1841.5	1841.5	99.4	0.0	0.0	0.009	12.404
2049	0.3	0.0	0.1	495.0	69.8	25.5	62.7	62.7	1904.2	1904.2	99.5	0.0	0.0	0.007	12.412
2050	0.2	0.0	0.1	495.3	69.9	25.5	63.4	63.4	1967.6	1967.6	99.6	0.0	0.0	0.006	12.418

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2051	0.2	0.0	0.1	495.5	69.9	25.5	64.0	64.0	2031.6	2031.6	99.7	0.0	0.0	0.005	12.423
2052	0.2	0.0	0.1	495.6	69.9	25.5	64.6	64.6	2096.2	2096.2	99.8	0.0	0.0	0.004	12.427
2053	0.1	0.0	0.1	495.8	69.9	25.5	65.3	65.3	2161.5	2161.5	99.8	0.0	0.0	0.003	12.430
2054	0.1	0.0	0.0	495.9	69.9	25.5	65.9	65.9	2227.5	2227.5	99.8	0.0	0.0	0.002	12.432
2055	0.1	0.0	0.0	496.0	70.0	25.5	66.6	66.6	2294.1	2294.1	99.9	0.0	0.0	0.002	12.434
2056	0.1	0.0	0.0	496.0	70.0	25.5	67.3	67.3	2361.3	2361.3	99.9	0.0	0.0	0.002	12.436
2057	0.1	0.0	0.0	496.1	70.0	25.5	67.9	67.9	2429.3	2429.3	99.9	0.0	0.0	0.001	12.437
2058	0.0	0.0	0.0	496.1	70.0	25.5	68.6	68.6	2497.9	2497.9	99.9	0.0	0.0	0.001	12.438
2059	0.0	0.0	0.0	496.2	70.0	25.5	69.3	69.3	2567.2	2567.2	100.0	0.0	0.0	0.001	12.439
2060	0.0	0.0	0.0	496.2	70.0	25.5	70.0	70.0	2637.2	2637.2	100.0	0.0	0.0	0.001	12.439

Приложение 5. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект I. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ПИД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	9.9	10.0
2023	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	14.8	15.1
2024	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	12.7	15.4
2025	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	11.4	15.7
2026	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	10.3	16.0
2027	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	8.7	16.3
2028	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	7.4	16.7
2029	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	6.3	17.0
2030	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	9	9	0	5.4	17.3
2031	0	0	0	0	0	0	14	21.4	1	0	8	8	0	5.1	19.9
2032	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	4.4	20.1
2033	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	3.7	20.3
2034	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	3.2	20.5
2035	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	2.7	20.7
2036	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	2.1	20.9
2037	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	1.7	21.1
2038	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	1.4	21.3
2039	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	8	8	0	1.1	21.6
2040	0	0	0	0	0	0	14	21.4	1	0	7	7	0	1.0	24.9
2041	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.8	25.1
2042	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.6	25.4
2043	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.5	25.6
2044	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.4	25.9
2045	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.3	26.1
2046	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.3	26.4
2047	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.2	26.7
2048	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.2	26.9
2049	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.1	27.2
2050	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	7	7	0	0.1	27.5

Продолжение приложения 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2051	0	0	0	0	0	0	14	21.4	1	0	6	6	0	0.1	32.4
2052	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.1	32.7
2053	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.1	33.0
2054	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.1	33.4
2055	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.0	33.7
2056	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.0	34.0
2057	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.0	34.4
2058	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	6	6	0	0.0	34.7
2059	0	0	0	0	0	0	14	21.4	1	0	5	5	0	0.0	42.1
2060	0	0	0	0	0	0	14	21.4	0	0	5	5	0	0.0	42.5

Приложение 6. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект I. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накопленная закачка		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	29.3	4.3	5.3	169.4	24.6	9.8	29.6	29.6	173.0	173.0	0.9	0	0	0	0.707	3.304
2023	44.0	6.4	8.5	213.4	31.0	12.4	44.8	44.8	217.8	217.8	1.7	0	0	0	1.060	4.364
2024	37.6	5.5	7.9	251.0	36.4	14.6	45.7	45.7	263.4	263.4	17.6	0	0	0	0.907	5.271
2025	33.9	4.9	7.7	284.9	41.3	16.5	46.6	46.6	310.0	310.0	27.3	0	0	0	0.816	6.087
2026	30.5	4.4	7.5	315.3	45.8	18.3	47.5	47.5	357.5	357.5	35.9	0	0	0	0.734	6.821
2027	25.9	3.8	6.9	341.2	49.5	19.8	48.5	48.5	406.0	406.0	46.6	0	0	0	0.624	7.446
2028	22.0	3.2	6.3	363.2	52.7	21.1	49.4	49.4	455.4	455.4	55.5	0	0	0	0.531	7.976
2029	18.7	2.7	5.7	382.0	55.4	22.2	50.4	50.4	505.8	505.8	62.9	0	0	0	0.451	8.427
2030	15.9	2.3	5.2	397.9	57.7	23.1	51.4	51.4	557.2	557.2	69.1	0	0	0	0.383	8.810
2031	13.5	2.0	4.6	411.4	59.7	23.9	52.5	52.5	609.7	609.7	74.2	0	0	0	0.326	9.136
2032	11.5	1.7	4.1	422.9	61.4	24.5	53.0	53.0	662.7	662.7	78.3	0	0	0	0.277	9.413
2033	9.8	1.4	3.7	432.6	62.8	25.1	53.5	53.5	716.2	716.2	81.7	0	0	0	0.235	9.649
2034	8.3	1.2	3.2	440.9	64.0	25.6	54.0	54.0	770.2	770.2	84.6	0	0	0	0.200	9.849
2035	7.1	1.0	2.8	448.0	65.0	26.0	54.6	54.6	824.8	824.8	87.1	0	0	0	0.170	10.019
2036	5.7	0.8	2.3	453.7	65.8	26.3	55.1	55.1	879.9	879.9	89.7	0	0	0	0.136	10.155
2037	4.5	0.7	1.9	458.2	66.5	26.6	55.7	55.7	935.6	935.6	91.9	0	0	0	0.109	10.264
2038	3.6	0.5	1.6	461.8	67.0	26.8	56.2	56.2	991.9	991.9	93.6	0	0	0	0.087	10.352
2039	2.9	0.4	1.3	464.7	67.4	27.0	56.8	56.8	1048.7	1048.7	94.9	0	0	0	0.070	10.421
2040	2.3	0.3	1.0	467.0	67.8	27.1	57.4	57.4	1106.0	1106.0	96.0	0	0	0	0.056	10.477
2041	1.9	0.3	0.8	468.9	68.1	27.2	57.9	57.9	1164.0	1164.0	96.8	0	0	0	0.045	10.522
2042	1.5	0.2	0.7	470.4	68.3	27.3	58.5	58.5	1222.5	1222.5	97.5	0	0	0	0.036	10.558
2043	1.2	0.2	0.5	471.5	68.4	27.4	59.1	59.1	1281.6	1281.6	98.0	0	0	0	0.029	10.586
2044	0.9	0.1	0.4	472.5	68.6	27.4	59.7	59.7	1341.3	1341.3	98.4	0	0	0	0.023	10.609
2045	0.8	0.1	0.4	473.2	68.7	27.5	60.3	60.3	1401.6	1401.6	98.7	0	0	0	0.018	10.627
2046	0.6	0.1	0.3	473.9	68.8	27.5	60.9	60.9	1462.5	1462.5	99.0	0	0	0	0.015	10.642
2047	0.5	0.1	0.2	474.3	68.8	27.5	61.5	61.5	1524.0	1524.0	99.2	0	0	0	0.012	10.654
2048	0.4	0.1	0.2	474.7	68.9	27.6	62.1	62.1	1586.1	1586.1	99.4	0	0	0	0.009	10.663
2049	0.3	0.0	0.1	475.0	68.9	27.6	62.7	62.7	1648.9	1648.9	99.5	0	0	0	0.007	10.671
2050	0.2	0.0	0.1	475.3	69.0	27.6	63.4	63.4	1712.3	1712.3	99.6	0	0	0	0.006	10.677
2051	0.2	0.0	0.1	475.5	69.0	27.6	64.0	64.0	1776.3	1776.3	99.7	0	0	0	0.005	10.681

Продолжение приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2052	0.2	0.0	0.1	475.6	69.0	27.6	64.6	64.6	1840.9	1840.9	99.8	0	0	0	0.004	10.685
2053	0.1	0.0	0.1	475.8	69.1	27.6	65.3	65.3	1906.2	1906.2	99.8	0	0	0	0.003	10.688
2054	0.1	0.0	0.0	475.9	69.1	27.6	65.9	65.9	1972.1	1972.1	99.8	0	0	0	0.002	10.691
2055	0.1	0.0	0.0	476.0	69.1	27.6	66.6	66.6	2038.7	2038.7	99.9	0	0	0	0.002	10.693
2056	0.1	0.0	0.0	476.0	69.1	27.6	67.3	67.3	2106.0	2106.0	99.9	0	0	0	0.002	10.694
2057	0.1	0.0	0.0	476.1	69.1	27.6	67.9	67.9	2174.0	2174.0	99.9	0	0	0	0.001	10.695
2058	0.0	0.0	0.0	476.1	69.1	27.6	68.6	68.6	2242.6	2242.6	99.9	0	0	0	0.001	10.696
2059	0.0	0.0	0.0	476.2	69.1	27.6	69.3	69.3	2311.9	2311.9	100.0	0	0	0	0.001	10.697
2060	0.0	0.0	0.0	476.2	69.1	27.6	70.0	70.0	2381.9	2381.9	100.0	0	0	0	0.001	10.698

Приложение 7. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект II. Местрождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПККР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	3.0	4.7
2026	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.5	5.1
2027	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.1	5.7
2028	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.7	6.2
2029	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.3	6.8
2030	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.0	7.5
2031	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.7	8.3
2032	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.5	9.1
2033	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.3	10.0

Приложение 8. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект II. Местрождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПККР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	2.3	22.7	22.7	2.3	23.0	1.5	3.6	3.6	129.0	129.0	36.8	0.296	0.296
2026	1.9	19.3	25.0	4.2	42.2	2.7	3.9	3.9	132.9	132.9	51.2	0.252	0.548
2027	1.6	16.4	28.4	5.9	58.6	3.7	4.3	4.3	137.3	137.3	62.3	0.214	0.762
2028	1.3	13.1	31.7	7.2	71.8	4.6	4.8	4.8	142.1	142.1	72.5	0.171	0.933
2029	1.0	9.8	34.8	8.2	81.6	5.2	5.3	5.3	147.3	147.3	81.3	0.128	1.062
2030	0.7	7.4	40.1	8.9	89.0	5.7	5.8	5.8	153.1	153.1	87.2	0.096	1.158
2031	0.5	5.2	46.8	9.4	94.1	6.0	6.4	6.4	159.4	159.4	91.9	0.067	1.226
2032	0.4	3.6	61.5	9.8	97.7	6.2	7.0	7.0	166.4	166.4	94.8	0.047	1.273
2033	0.2	2.3	100.0	10.0	100.0	6.4	7.7	7.7	174.1	174.1	97.1	0.030	1.302

Приложение 9. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Объект III. Местрождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПККР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2034	0	0	0	1	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	7.7	48.2
2035	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	6.2	50.7
2036	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	4.6	53.2
2037	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	3.5	55.9
2038	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	2.4	61.4
2039	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.7	67.6
2040	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.2	74.3
2041	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.8	85.5
2042	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.5	98.3

Приложение 10. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Объект III. Местрождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПККР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2034	2.7	26.8	26.9	2.7	27.3	4.3	16.7	16.7	16.8	16.8	84.0	0.118	0.118
2035	2.1	21.5	29.5	4.9	48.7	7.6	17.6	17.6	34.4	34.4	87.8	0.095	0.213
2036	1.6	16.1	31.4	6.5	64.8	10.1	18.4	18.4	52.8	52.8	91.3	0.071	0.284
2037	1.2	12.1	34.3	7.7	76.9	12.0	19.4	19.4	72.2	72.2	93.8	0.053	0.337
2038	0.8	8.5	36.6	8.5	85.4	13.3	21.3	21.3	93.5	93.5	96.0	0.037	0.374
2039	0.6	5.9	40.4	9.1	91.3	14.3	23.4	23.4	116.9	116.9	97.5	0.026	0.401
2040	0.4	4.1	47.4	9.5	95.4	14.9	25.8	25.8	142.7	142.7	98.4	0.018	0.419
2041	0.3	2.8	60.6	9.8	98.2	15.3	29.6	29.6	172.4	172.4	99.1	0.012	0.431
2042	0.2	1.8	100.0	10.0	100.0	15.6	34.1	34.1	206.5	206.5	99.5	0.008	0.439

Приложение 11. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	6	6	0	13.5	16.7
2023	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	6	6	0	20.2	25.1
2024	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	6	6	0	18.4	25.6
2025	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	6	6	0	16.8	26.1
2026	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	6	6	0	15.2	26.6
2027	0	0	0	0	0	0	6	9.2	1	0	5	5	0	15.7	32.6
2028	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	5	5	0	13.5	33.2
2029	0	0	0	0	0	0	6	9.2	1	0	4	4	0	14.5	42.4
2030	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	12.5	43.2
2031	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	10.7	44.1
2032	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	9.2	44.5
2033	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	7.9	45.0
2034	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	6.8	45.4
2035	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	5.8	45.9
2036	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	4.7	46.4
2037	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	3.8	46.8
2038	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	3.1	47.3
2039	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	2.5	47.8
2040	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	2.0	48.2
2041	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	1.6	48.7
2042	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	1.3	49.2
2043	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	1.1	49.7
2044	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.9	50.2
2045	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.7	50.7
2046	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.6	51.2
2047	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.5	51.7
2048	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.4	52.2
2049	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.3	52.8
2050	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.2	53.3

Продолжение приложения 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2051	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.2	53.8
2052	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.2	54.4
2053	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.1	54.9
2054	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.1	55.4
2055	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.1	56.0
2056	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.1	56.6
2057	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.1	57.1
2058	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.0	57.7
2059	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.0	58.3
2060	0	0	0	0	0	0	6	9.2	0	0	4	4	0	0.0	58.9

Приложение 12. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накоп-ленная закачка		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	26.7	5.7	6.3	69.1	14.8	5.9	33.1	33.1	84.6	84.6	19.4	0	0	0	0.240	1.910
2023	40.0	8.6	10.1	109.1	23.4	9.4	49.6	49.6	134.2	134.2	19.4	0	0	0	0.360	2.270
2024	36.4	7.8	10.2	145.5	31.2	12.5	50.6	50.6	184.8	184.8	28.1	0	0	0	0.328	2.598
2025	33.1	7.1	10.3	178.6	38.3	15.3	51.6	51.6	236.4	236.4	35.8	0	0	0	0.298	2.896
2026	30.1	6.5	10.5	208.7	44.8	17.9	52.6	52.6	289.1	289.1	42.7	0	0	0	0.271	3.167
2027	25.9	5.6	10.1	234.6	50.3	20.2	53.7	53.7	342.7	342.7	51.8	0.0	0.0	0	0.233	3.400
2028	22.2	4.8	9.6	256.9	55.1	22.1	54.8	54.8	397.5	397.5	59.4	0.0	0.0	0	0.200	3.600
2029	19.1	4.1	9.1	276.0	59.2	23.7	55.9	55.9	453.4	453.4	65.8	0.0	0.0	0	0.172	3.772
2030	16.4	3.5	8.6	292.4	62.7	25.1	57.0	57.0	510.3	510.3	71.2	0.0	0.0	0	0.148	3.920
2031	14.1	3.0	8.1	306.5	65.8	26.3	58.1	58.1	568.5	568.5	75.7	0.0	0.0	0	0.127	4.046
2032	12.1	2.6	7.6	318.6	68.4	27.4	58.7	58.7	627.2	627.2	79.4	0.0	0.0	0	0.109	4.155
2033	10.4	2.2	7.1	329.0	70.6	28.3	59.3	59.3	686.4	686.4	82.5	0.0	0.0	0	0.094	4.249
2034	8.9	1.9	6.5	337.9	72.5	29.0	59.9	59.9	746.3	746.3	85.1	0.0	0.0	0	0.080	4.329
2035	7.7	1.6	6.0	345.6	74.2	29.7	60.5	60.5	806.8	806.8	87.3	0.0	0.0	0	0.069	4.398
2036	6.2	1.3	5.2	351.8	75.5	30.2	61.1	61.1	867.9	867.9	89.8	0.0	0.0	0	0.056	4.454
2037	5.0	1.1	4.4	356.8	76.6	30.7	61.7	61.7	929.6	929.6	91.8	0.0	0.0	0	0.045	4.500
2038	4.1	0.9	3.7	360.9	77.4	31.0	62.3	62.3	991.9	991.9	93.5	0.0	0.0	0	0.037	4.536
2039	3.3	0.7	3.1	364.2	78.2	31.3	62.9	62.9	1054.8	1054.8	94.8	0.0	0.0	0	0.030	4.566
2040	2.7	0.6	2.6	366.8	78.7	31.5	63.6	63.6	1118.3	1118.3	95.8	0.0	0.0	0	0.024	4.590
2041	2.2	0.5	2.2	369.0	79.2	31.7	64.2	64.2	1182.5	1182.5	96.6	0.0	0.0	0	0.019	4.609
2042	1.7	0.4	1.8	370.7	79.6	31.9	64.8	64.8	1247.4	1247.4	97.3	0.0	0.0	0	0.016	4.625
2043	1.4	0.3	1.5	372.2	79.9	32.0	65.5	65.5	1312.9	1312.9	97.8	0.0	0.0	0	0.013	4.638
2044	1.1	0.2	1.2	373.3	80.1	32.1	66.1	66.1	1379.0	1379.0	98.3	0.0	0.0	0	0.010	4.648
2045	0.9	0.2	1.0	374.2	80.3	32.1	66.8	66.8	1445.8	1445.8	98.6	0.0	0.0	0	0.008	4.656
2046	0.7	0.2	0.8	375.0	80.5	32.2	67.5	67.5	1513.3	1513.3	98.9	0.0	0.0	0	0.007	4.663
2047	0.6	0.1	0.7	375.6	80.6	32.3	68.1	68.1	1581.4	1581.4	99.1	0.0	0.0	0	0.005	4.668
2048	0.5	0.1	0.5	376.1	80.7	32.3	68.8	68.8	1650.2	1650.2	99.3	0.0	0.0	0	0.004	4.673
2049	0.4	0.1	0.4	376.5	80.8	32.3	69.5	69.5	1719.8	1719.8	99.4	0.0	0.0	0	0.004	4.676
2050	0.3	0.1	0.4	376.8	80.9	32.4	70.2	70.2	1790.0	1790.0	99.5	0.0	0.0	0	0.003	4.679

Продолжение приложения 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	0.3	0.1	0.3	377.0	80.9	32.4	70.9	70.9	1860.9	1860.9	99.6	0.0	0.0	0	0.002	4.682
2052	0.2	0.0	0.2	377.2	81.0	32.4	71.6	71.6	1932.5	1932.5	99.7	0.0	0.0	0	0.002	4.683
2053	0.2	0.0	0.2	377.4	81.0	32.4	72.3	72.3	2004.8	2004.8	99.8	0.0	0.0	0	0.002	4.685
2054	0.1	0.0	0.2	377.5	81.0	32.4	73.1	73.1	2077.9	2077.9	99.8	0.0	0.0	0	0.001	4.686
2055	0.1	0.0	0.1	377.7	81.0	32.4	73.8	73.8	2151.7	2151.7	99.8	0.0	0.0	0	0.001	4.687
2056	0.1	0.0	0.1	377.7	81.1	32.5	74.5	74.5	2226.2	2226.2	99.9	0.0	0.0	0	0.001	4.688
2057	0.1	0.0	0.1	377.8	81.1	32.5	75.3	75.3	2301.5	2301.5	99.9	0.0	0.0	0	0.001	4.689
2058	0.1	0.0	0.1	377.9	81.1	32.5	76.0	76.0	2377.5	2377.5	99.9	0.0	0.0	0	0.001	4.689
2059	0.0	0.0	0.1	377.9	81.1	32.5	76.8	76.8	2454.3	2454.3	99.9	0.0	0.0	0	0.000	4.690
2060	0.0	0.0	0.0	378.0	81.1	32.5	77.6	77.6	2531.8	2531.8	100.0	0.0	0.0	0	0.000	4.690

Приложение 13. Характеристика основного фонда скважин. В целом по месторождению Бухарсай. Вариант 3.

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	4	1	3	0	0	0	26	40.5	0	0	16	16	0	12.6	14.0
2023	3	1	2	0	0	0	29	45.1	0	0	17	17	3	18.7	21.3
2024	2	1	1	0	0	0	31	48.1	0	0	18	18	5	16.3	21.3
2025	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	20	20	6	13.1	19.5
2026	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	20	20	6	11.8	20.1
2027	0	0	0	0	0	1	31	48.1	0	0	19	19	7	10.6	21.8
2028	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	19	19	7	9.1	22.5
2029	0	0	0	0	0	1	31	48.1	0	0	18	18	8	8.1	24.4
2030	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	18	18	8	6.9	24.9
2031	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	18	18	8	5.9	25.4
2032	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	18	18	8	5.0	25.6
2033	0	0	0	1	0	0	31	48.1	0	0	18	18	8	4.7	28.7
2034	0	0	0	0	1	0	31	48.1	1	0	17	17	8	4.2	29.8
2035	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	17	17	8	3.6	30.0
2036	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	17	17	8	3.0	30.1
2037	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	17	17	8	2.5	30.2
2038	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	17	17	8	2.1	30.4
2039	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	17	17	8	1.8	30.5
2040	0	0	0	0	0	0	31	48.1	1	0	16	16	8	1.6	32.5
2041	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	16	16	8	1.3	32.6
2042	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	16	16	8	1.0	30.0
2043	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	15	15	8	0.8	32.3
2044	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	15	15	8	0.7	32.6
2045	0	0	0	0	0	0	31	48.1	1	0	14	14	8	0.6	35.3
2046	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	14	14	8	0.5	35.6
2047	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	14	14	8	0.4	36.0
2048	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	14	14	8	0.3	36.4
2049	0	0	0	0	0	0	31	48.1	1	0	13	13	8	0.3	39.6
2050	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	13	13	8	0.2	39.9
2051	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	13	13	8	0.2	40.3
2052	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	13	13	8	0.1	40.7
2053	0	0	0	0	0	0	31	48.1	1	0	12	12	8	0.1	44.6
2054	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	12	12	8	0.1	45.0
2055	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	12	12	8	0.1	45.5

Продолжение приложения 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2056	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	12	12	8	0.1	45.9
2057	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	12	12	8	0.0	46.4
2058	0	0	0	0	0	0	31	48.1	1	0	11	11	8	0.0	51.1
2059	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	11	11	8	0.0	51.6
2060	0	0	0	0	0	0	31	48.1	0	0	11	11	8	0.0	52.1

Приложение 14. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. В целом по месторождению Бухарсай. Вариант 3.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп-ленная	Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	63.3	5.4	6.4	245.8	20.9	7.9	70.4	70.4	265.5	265.5	10.0	0.0	0.0	1.159	5.426
2023	100.0	8.5	10.8	345.8	29.4	11.1	114.1	114.1	379.6	379.6	12.3	49.9	49.9	1.866	7.293
2024	93.0	7.9	11.2	438.8	37.3	14.1	120.9	120.9	500.6	500.6	23.1	84.1	133.9	1.748	9.041
2025	86.3	7.3	11.7	525.2	44.7	16.9	128.2	128.2	628.7	628.7	32.6	103.6	237.5	1.873	10.914
2026	77.9	6.6	12.0	603.1	51.3	19.4	132.3	132.3	761.0	761.0	41.1	116.8	354.3	1.674	12.587
2027	66.5	5.7	11.6	669.5	57.0	21.5	136.5	136.5	897.5	897.5	51.3	137.8	492.1	1.425	14.012
2028	56.7	4.8	11.2	726.2	61.8	23.4	140.9	140.9	1038.4	1038.4	59.8	142.1	634.2	1.203	15.215
2029	48.2	4.1	10.7	774.4	65.9	24.9	144.9	144.9	1183.4	1183.4	66.7	145.9	780.1	1.007	16.222
2030	41.1	3.5	10.3	815.5	69.4	26.2	147.7	147.7	1331.1	1331.1	72.2	149.6	929.7	0.845	17.066
2031	34.9	3.0	9.7	850.5	72.4	27.4	150.5	150.5	1481.6	1481.6	76.8	152.5	1082.3	0.705	17.771
2032	29.8	2.5	9.2	880.2	74.9	28.3	151.9	151.9	1633.5	1633.5	80.4	154.1	1236.3	0.590	18.361
2033	28.0	2.4	9.5	908.2	77.3	29.2	170.1	170.1	1803.6	1803.6	83.5	155.4	1391.7	0.610	18.971
2034	23.6	2.0	8.8	931.8	79.3	30.0	166.9	166.9	1970.4	1970.4	85.9	156.8	1548.6	0.489	19.460
2035	19.9	1.7	8.2	951.7	81.0	30.6	168.2	168.2	2138.6	2138.6	88.2	158.5	1707.0	0.407	19.866
2036	16.7	1.4	7.5	968.3	82.4	31.2	168.8	168.8	2307.4	2307.4	90.1	158.9	1866.0	0.336	20.203
2037	14.0	1.2	6.8	982.4	83.6	31.6	169.4	169.4	2476.8	2476.8	91.7	160.2	2026.2	0.278	20.481
2038	11.9	1.0	6.2	994.3	84.6	32.0	170.0	170.0	2646.8	2646.8	93.0	160.6	2186.8	0.231	20.712
2039	9.9	0.8	5.5	1004.2	85.5	32.3	170.6	170.6	2817.4	2817.4	94.2	160.9	2347.7	0.191	20.903
2040	8.2	0.7	4.8	1012.4	86.2	32.6	171.2	171.2	2988.6	2988.6	95.2	162.4	2510.2	0.156	21.060
2041	6.6	0.6	4.1	1019.0	86.7	32.8	171.8	171.8	3160.5	3160.5	96.1	163.1	2673.2	0.125	21.184
2042	5.2	0.4	3.3	1024.2	87.2	33.0	158.0	158.0	3318.5	3318.5	96.7	164.8	2838.1	0.094	21.278
2043	4.2	0.4	2.8	1028.4	87.5	33.1	159.6	159.6	3478.0	3478.0	97.4	166.8	3004.9	0.075	21.353
2044	3.4	0.3	2.3	1031.7	87.8	33.2	161.2	161.2	3639.2	3639.2	97.9	168.6	3173.4	0.060	21.413
2045	2.7	0.2	1.9	1034.4	88.0	33.3	162.8	162.8	3801.9	3801.9	98.3	170.3	3343.7	0.048	21.462
2046	2.2	0.2	1.5	1036.6	88.2	33.4	164.4	164.4	3966.3	3966.3	98.7	172.1	3515.8	0.039	21.500
2047	1.7	0.1	1.3	1038.3	88.4	33.4	166.0	166.0	4132.4	4132.4	99.0	173.8	3689.6	0.031	21.531
2048	1.4	0.1	1.0	1039.7	88.5	33.5	167.7	167.7	4300.1	4300.1	99.2	174.9	3864.5	0.025	21.556
2049	1.1	0.1	0.8	1040.9	88.6	33.5	169.4	169.4	4469.4	4469.4	99.3	176.7	4041.2	0.020	21.576
2050	0.9	0.1	0.7	1041.8	88.7	33.5	171.1	171.1	4640.5	4640.5	99.5	178.5	4219.6	0.016	21.592
2051	0.7	0.1	0.5	1042.5	88.7	33.5	172.8	172.8	4813.3	4813.3	99.6	180.3	4399.9	0.013	21.605
2052	0.6	0.0	0.4	1043.1	88.8	33.6	174.5	174.5	4987.8	4987.8	99.7	182.1	4582.0	0.010	21.615
2053	0.5	0.0	0.4	1043.6	88.8	33.6	176.2	176.2	5164.0	5164.0	99.7	183.9	4765.9	0.008	21.624
2054	0.4	0.0	0.3	1043.9	88.8	33.6	178.0	178.0	5342.0	5342.0	99.8	185.8	4951.7	0.007	21.630

Продолжение приложения 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2055	0.3	0.0	0.2	1044.2	88.9	33.6	179.8	179.8	5521.8	5521.8	99.8	187.6	5139.3	0.005	21.636
2056	0.2	0.0	0.2	1044.5	88.9	33.6	181.6	181.6	5703.4	5703.4	99.9	189.5	5328.8	0.004	21.640
2057	0.2	0.0	0.2	1044.7	88.9	33.6	183.4	183.4	5886.8	5886.8	99.9	191.4	5520.3	0.003	21.643
2058	0.2	0.0	0.1	1044.8	88.9	33.6	185.2	185.2	6072.1	6072.1	99.9	193.3	5713.6	0.003	21.646
2059	0.1	0.0	0.1	1045.0	88.9	33.6	187.1	187.1	6259.1	6259.1	99.9	195.3	5908.9	0.002	21.648
2060	0.1	0.0	0.1	1045.1	88.9	33.6	189.0	189.0	6448.1	6448.1	99.9	197.2	6106.1	0.002	21.650

Приложение 15. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	3	1	2	0	0	0	20	29.8	0	0	10	10	0	11.9	12.3
2023	3	1	2	0	0	0	23	34.4	0	0	11	11	2	17.6	19.2
2024	2	1	1	0	0	0	25	37.4	0	0	12	12	4	15.1	19.0
2025	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	11.5	16.4
2026	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	10.4	16.9
2027	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	8.8	17.5
2028	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	7.5	18.1
2029	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	6.3	18.6
2030	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	5.3	18.9
2031	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	4.5	19.3
2032	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	3.8	19.4
2033	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	14	14	5	3.2	19.6
2034	0	0	0	1	0	0	25	37.4	1	0	13	13	5	3.5	24.2
2035	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	13	13	5	3.0	24.3
2036	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	13	13	5	2.5	24.4
2037	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	13	13	5	2.1	24.5
2038	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	13	13	5	1.7	24.5
2039	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	13	13	5	1.4	24.6
2040	0	0	0	0	0	0	25	37.4	1	0	12	12	5	1.2	26.7
2041	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	12	12	5	1.0	26.8
2042	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	12	12	5	0.8	27.0
2043	0	0	0	0	0	0	25	37.4	1	0	11	11	5	0.6	25.4
2044	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	11	11	5	0.5	25.7
2045	0	0	0	0	0	0	25	37.4	1	0	10	10	5	0.5	28.5
2046	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	10	10	5	0.4	28.8
2047	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	10	10	5	0.3	29.1
2048	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	10	10	5	0.2	29.4
2049	0	0	0	0	0	0	25	37.4	1	0	9	9	5	0.2	33.0
2050	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	9	9	5	0.2	33.3
2051	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	9	9	5	0.1	33.7
2052	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	9	9	5	0.1	34.0
2053	0	0	0	0	0	0	25	37.4	1	0	8	8	5	0.1	38.6
2054	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	8	8	5	0.1	39.0
2055	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	8	8	5	0.1	39.4

Продолжение приложения 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2056	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	8	8	5	0.0	39.8
2057	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	8	8	5	0.0	40.2
2058	0	0	0	0	0	0	25	37.4	1	0	7	7	5	0.0	46.4
2059	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	7	7	5	0.0	46.9
2060	0	0	0	0	0	0	25	37.4	0	0	7	7	5	0.0	47.3

Приложение 16. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коеф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная
2022	36.6	5.2	6.4	176.7	24.9	9.1	37.3	37.3	180.9	180.9	1.7	0.0	0.0	0.919	3.516
2023	60.0	8.5	11.3	236.8	33.4	12.2	64.5	64.5	245.4	245.4	7.0	25.0	25.0	1.506	5.023
2024	56.6	8.0	12.0	293.4	41.4	15.1	69.9	69.9	315.3	315.3	19.0	52.4	77.5	1.420	6.443
2025	53.2	7.5	12.8	346.6	48.9	17.8	75.5	75.5	390.8	390.8	29.6	69.8	147.3	1.575	8.018
2026	47.8	6.7	13.2	394.3	55.6	20.3	78.1	78.1	468.9	468.9	38.8	83.2	230.5	1.402	9.420
2027	40.6	5.7	12.9	434.9	61.3	22.4	80.7	80.7	549.5	549.5	49.7	84.6	315.0	1.192	10.612
2028	34.4	4.9	12.6	469.3	66.2	24.1	83.4	83.4	633.0	633.0	58.7	86.4	401.4	1.002	11.615
2029	29.1	4.1	12.2	498.5	70.3	25.6	85.7	85.7	718.7	718.7	66.0	87.7	489.1	0.835	12.450
2030	24.7	3.5	11.7	523.1	73.8	26.9	87.3	87.3	806.0	806.0	71.7	89.5	578.6	0.697	13.147
2031	20.9	2.9	11.2	544.0	76.7	28.0	88.9	88.9	894.8	894.8	76.5	90.6	669.2	0.578	13.725
2032	17.6	2.5	10.7	561.6	79.2	28.9	89.7	89.7	984.5	984.5	80.3	91.2	760.4	0.481	14.206
2033	14.9	2.1	10.1	576.6	81.3	29.7	90.5	90.5	1075.0	1075.0	83.5	92.0	852.4	0.398	14.604
2034	15.2	2.1	11.5	591.7	83.5	30.4	103.5	103.5	1178.6	1178.6	85.3	92.0	944.3	0.432	15.036
2035	12.8	1.8	10.9	604.5	85.3	31.1	104.2	104.2	1282.8	1282.8	87.8	93.0	1037.4	0.361	15.397
2036	10.5	1.5	10.1	615.0	86.7	31.6	104.5	104.5	1387.3	1387.3	89.9	92.8	1130.2	0.295	15.692
2037	8.8	1.2	9.4	623.8	88.0	32.1	104.8	104.8	1492.1	1492.1	91.6	93.6	1223.8	0.244	15.936
2038	7.3	1.0	8.6	631.1	89.0	32.5	105.1	105.1	1597.2	1597.2	93.1	93.6	1317.4	0.199	16.135
2039	6.0	0.8	7.7	637.2	89.9	32.8	105.4	105.4	1702.6	1702.6	94.3	93.7	1411.1	0.162	16.297
2040	4.9	0.7	6.8	642.1	90.6	33.0	105.6	105.6	1808.2	1808.2	95.3	94.7	1505.8	0.131	16.429
2041	3.9	0.6	5.9	646.0	91.1	33.2	105.9	105.9	1914.1	1914.1	96.3	94.8	1600.6	0.104	16.532
2042	3.1	0.4	4.9	649.1	91.6	33.4	106.7	106.7	2020.8	2020.8	97.1	95.4	1696.0	0.081	16.614
2043	2.3	0.3	3.9	651.4	91.9	33.5	92.2	92.2	2113.0	2113.0	97.5	97.0	1793.1	0.059	16.672
2044	1.9	0.3	3.2	653.3	92.1	33.6	93.1	93.1	2206.1	2206.1	98.0	97.8	1890.9	0.047	16.719
2045	1.5	0.2	2.7	654.8	92.4	33.7	94.0	94.0	2300.1	2300.1	98.4	98.7	1989.5	0.037	16.756
2046	1.2	0.2	2.2	656.0	92.5	33.7	95.0	95.0	2395.0	2395.0	98.7	99.5	2089.1	0.030	16.786
2047	1.0	0.1	1.8	656.9	92.7	33.8	95.9	95.9	2490.9	2490.9	99.0	100.4	2189.5	0.024	16.810
2048	0.8	0.1	1.5	657.7	92.8	33.8	96.9	96.9	2587.8	2587.8	99.2	101.3	2290.8	0.019	16.830
2049	0.6	0.1	1.2	658.3	92.9	33.9	97.8	97.8	2685.6	2685.6	99.4	102.3	2393.1	0.015	16.845
2050	0.5	0.1	1.0	658.8	92.9	33.9	98.8	98.8	2784.4	2784.4	99.5	103.3	2496.3	0.012	16.857
2051	0.4	0.1	0.8	659.2	93.0	33.9	99.8	99.8	2884.2	2884.2	99.6	104.2	2600.6	0.010	16.867
2052	0.3	0.0	0.6	659.5	93.0	33.9	100.8	100.8	2985.0	2985.0	99.7	105.3	2705.8	0.008	16.875
2053	0.3	0.0	0.5	659.8	93.1	33.9	101.8	101.8	3086.8	3086.8	99.8	106.3	2812.1	0.006	16.881

Продолжение приложения 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2054	0.2	0.0	0.4	660.0	93.1	33.9	102.8	102.8	3189.6	3189.6	99.8	107.3	2919.5	0.005	16.886
2055	0.2	0.0	0.3	660.1	93.1	34.0	103.8	103.8	3293.5	3293.5	99.8	108.4	3027.8	0.004	16.890
2056	0.1	0.0	0.3	660.2	93.1	34.0	104.9	104.9	3398.4	3398.4	99.9	109.5	3137.3	0.003	16.893
2057	0.1	0.0	0.2	660.3	93.1	34.0	105.9	105.9	3504.3	3504.3	99.9	110.5	3247.8	0.003	16.896
2058	0.1	0.0	0.2	660.4	93.1	34.0	107.0	107.0	3611.3	3611.3	99.9	111.6	3359.5	0.002	16.898
2059	0.1	0.0	0.1	660.5	93.2	34.0	108.1	108.1	3719.4	3719.4	99.9	112.7	3472.2	0.002	16.900
2060	0.1	0.0	0.1	660.5	93.2	34.0	109.1	109.1	3828.5	3828.5	100.0	113.9	3586.1	0.001	16.901

Приложение 17. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Объект I. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	3	1	2	0	0	0	17	26.0	0	0	10	10	0	12.0	12.2	0.0
2023	3	1	2	0	0	0	20	30.6	0	0	11	11	2	17.7	19.1	68.6
2024	2	1	1	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	4	15.2	18.8	42.9
2025	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	12.9	18.2	40.3
2026	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	11.6	18.7	48.0
2027	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	9.9	19.3	48.8
2028	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	8.4	19.9	49.8
2029	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	7.1	20.5	50.6
2030	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	6.1	20.9	51.6
2031	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	5.1	21.3	52.3
2032	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	4.4	21.5	52.6
2033	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	3.7	21.7	53.0
2034	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	3.2	22.0	53.1
2035	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	2.7	22.2	53.7
2036	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	2.3	22.3	53.5
2037	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	1.9	22.4	54.0
2038	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	1.6	22.5	54.0
2039	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	12	12	5	1.4	22.6	54.0
2040	0	0	0	0	0	0	22	33.6	1	0	11	11	5	1.2	24.8	54.6
2041	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	11	11	5	1.0	24.9	54.7
2042	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	11	11	5	0.8	25.2	55.1
2043	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	11	11	5	0.6	25.4	56.0
2044	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	11	11	5	0.5	25.7	56.4
2045	0	0	0	0	0	0	22	33.6	1	0	10	10	5	0.5	28.5	56.9
2046	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	10	10	5	0.4	28.8	57.4
2047	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	10	10	5	0.3	29.1	57.9
2048	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	10	10	5	0.2	29.4	58.4
2049	0	0	0	0	0	0	22	33.6	1	0	9	9	5	0.2	33.0	59.0
2050	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	9	9	5	0.2	33.3	59.6
2051	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	9	9	5	0.1	33.7	60.1
2052	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	9	9	5	0.1	34.0	60.7
2053	0	0	0	0	0	0	22	33.6	1	0	8	8	5	0.1	38.6	61.3

Продолжение приложения 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2054	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	8	8	5	0.1	39.0	61.9
2055	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	8	8	5	0.1	39.4	62.5
2056	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	8	8	5	0.0	39.8	63.1
2057	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	8	8	5	0.0	40.2	63.8
2058	0	0	0	0	0	0	22	33.6	1	0	7	7	5	0.0	46.4	64.4
2059	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	7	7	5	0.0	46.9	65.0
2060	0	0	0	0	0	0	22	33.6	0	0	7	7	5	0.0	47.3	65.7

Приложение 18. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Объект I. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		Годовой расход НПав, т (конц НПав=0.075%)	Суточный расход НПав, кг (конц НПав=0.075%)
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накоп-ленная закачка		Годовая	Накоп-ленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2022	36.6	5.3	6.7	176.7	25.6	10.3	37.3	37.3	180.7	180.7	1.7	0.0	0.0	0	0.919	3.516		
2023	60.0	8.7	11.7	236.7	34.4	13.7	64.5	64.5	245.2	245.2	7.0	25.0	25.0	44	1.506	5.023		
2024	56.6	8.2	12.5	293.3	42.6	17.0	69.9	69.9	315.0	315.0	19.0	52.4	77	66	1.420	6.443		
2025	50.9	7.4	12.9	344.2	50.0	20.0	72.0	72.0	387.0	387.0	29.2	69.8	147	86	1.278	7.722		
2026	45.8	6.7	13.3	390.0	56.6	22.6	74.1	74.1	461.1	461.1	38.2	83.2	230	100	1.151	8.872		
2027	39.0	5.7	13.0	429.0	62.3	24.9	76.3	76.3	537.4	537.4	49.0	84.6	315	100	0.978	9.850		
2028	33.1	4.8	12.7	462.1	67.1	26.8	78.6	78.6	616.1	616.1	57.9	86.4	401	100	0.831	10.681		
2029	28.1	4.1	12.4	490.3	71.2	28.5	81.0	81.0	697.1	697.1	65.2	87.7	489	100	0.707	11.388		
2030	23.9	3.5	12.0	514.2	74.6	29.8	82.6	82.6	779.7	779.7	71.0	89.5	579	100	0.601	11.989		
2031	20.3	3.0	11.6	534.5	77.6	31.0	84.3	84.3	863.9	863.9	75.9	90.6	669	100	0.510	12.499		
2032	17.3	2.5	11.2	551.8	80.1	32.0	85.1	85.1	949.0	949.0	79.7	91.2	760	100	0.434	12.933		
2033	14.7	2.1	10.7	566.5	82.2	32.9	86.0	86.0	1035.0	1035.0	82.9	92.0	852	100	0.369	13.302		
2034	12.5	1.8	10.2	579.0	84.0	33.6	86.8	86.8	1121.8	1121.8	85.6	92.0	944	100	0.314	13.615		
2035	10.6	1.5	9.7	589.6	85.6	34.2	87.7	87.7	1209.5	1209.5	87.9	93.0	1037	100	0.266	13.882		
2036	8.9	1.3	9.0	598.6	86.9	34.7	88.1	88.1	1297.6	1297.6	89.9	92.8	1130	100	0.224	14.106	69.6	190.7
2037	7.6	1.1	8.4	606.2	88.0	35.2	88.6	88.6	1386.1	1386.1	91.4	93.6	1224	100	0.191	14.297	70.2	192.4
2038	6.5	0.9	7.8	612.6	88.9	35.6	89.0	89.0	1475.1	1475.1	92.7	93.6	1317	100	0.162	14.458	70.2	192.4
2039	5.4	0.8	7.1	618.0	89.7	35.9	89.4	89.4	1564.6	1564.6	93.9	93.7	1411	100	0.136	14.595	70.3	192.5
2040	4.5	0.7	6.3	622.5	90.4	36.1	89.9	89.9	1654.5	1654.5	95.0	94.7	1506	100	0.113	14.707	71.0	194.5
2041	3.6	0.5	5.5	626.2	90.9	36.3	90.3	90.3	1744.8	1744.8	96.0	94.8	1601	100	0.091	14.799	71.1	194.8
2042	2.9	0.4	4.6	629.1	91.3	36.5	91.2	91.2	1836.1	1836.1	96.8	95.4	1696	100	0.073	14.872		
2043	2.3	0.3	3.9	631.4	91.6	36.6	92.2	92.2	1928.2	1928.2	97.5	97.0	1793	100	0.059	14.931		
2044	1.9	0.3	3.2	633.3	91.9	36.8	93.1	93.1	2021.3	2021.3	98.0	97.8	1891	100	0.047	14.978		
2045	1.5	0.2	2.7	634.8	92.1	36.8	94.0	94.0	2115.3	2115.3	98.4	98.7	1990	100	0.037	15.015		
2046	1.2	0.2	2.2	636.0	92.3	36.9	95.0	95.0	2210.3	2210.3	98.7	99.5	2089	100	0.030	15.045		
2047	1.0	0.1	1.8	636.9	92.4	37.0	95.9	95.9	2306.2	2306.2	99.0	100.4	2189	100	0.024	15.069		
2048	0.8	0.1	1.5	637.7	92.6	37.0	96.9	96.9	2403.1	2403.1	99.2	101.3	2291	100	0.019	15.088		
2049	0.6	0.1	1.2	638.3	92.6	37.0	97.8	97.8	2500.9	2500.9	99.4	102.3	2393	100	0.015	15.104		
2050	0.5	0.1	1.0	638.8	92.7	37.1	98.8	98.8	2599.7	2599.7	99.5	103.3	2496	100	0.012	15.116		

Продолжение приложения 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2051	0.4	0.1	0.8	639.2	92.8	37.1	99.8	99.8	2699.5	2699.5	99.6	104.2	2601	100	0.010	15.126		
2052	0.3	0.0	0.6	639.5	92.8	37.1	100.8	100.8	2800.3	2800.3	99.7	105.3	2706	100	0.008	15.133		
2053	0.3	0.0	0.5	639.8	92.9	37.1	101.8	101.8	2902.1	2902.1	99.8	106.3	2812	100	0.006	15.140		
2054	0.2	0.0	0.4	640.0	92.9	37.1	102.8	102.8	3004.9	3004.9	99.8	107.3	2919	100	0.005	15.145		
2055	0.2	0.0	0.3	640.1	92.9	37.2	103.8	103.8	3108.8	3108.8	99.8	108.4	3028	100	0.004	15.149		
2056	0.1	0.0	0.3	640.2	92.9	37.2	104.9	104.9	3213.6	3213.6	99.9	109.5	3137	100	0.003	15.152		
2057	0.1	0.0	0.2	640.3	92.9	37.2	105.9	105.9	3319.6	3319.6	99.9	110.5	3248	100	0.003	15.155		
2058	0.1	0.0	0.2	640.4	92.9	37.2	107.0	107.0	3426.6	3426.6	99.9	111.6	3359	100	0.002	15.157		
2059	0.1	0.0	0.1	640.5	93.0	37.2	108.1	108.1	3534.6	3534.6	99.9	112.7	3472	100	0.002	15.158		
2060	0.1	0.0	0.1	640.5	93.0	37.2	109.1	109.1	3643.8	3643.8	100.0	113.9	3586	100	0.001	15.160		

Приложение 19. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Объект II. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	3.0	4.7
2026	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.5	5.1
2027	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	2.1	5.7
2028	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.7	6.2
2029	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.3	6.2
2030	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	1.0	6.1
2031	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.7	6.0
2032	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.5	6.0
2033	0	0	0	0	0	0	2	2.5	0	0	2	2	0	0.3	5.9

Приложение 20. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Объект II. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае- мых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук- ции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь- ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп- ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	2.3	22.7	22.7	2.3	23.0	1.5	3.6	3.6	3.7	3.7	36.8	0.296	0.296
2026	1.9	19.3	25.0	4.2	42.2	2.7	3.9	3.9	3.9	3.9	51.2	0.252	0.548
2027	1.6	16.4	28.4	5.9	58.6	3.7	4.3	4.3	4.3	4.3	62.3	0.214	0.762
2028	1.3	13.1	31.7	7.2	71.8	4.6	4.8	4.8	4.8	4.8	72.5	0.171	0.933
2029	1.0	9.8	34.8	8.2	81.6	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	79.2	0.128	1.062
2030	0.7	7.4	40.1	8.9	89.0	5.7	4.7	4.7	4.7	4.7	84.2	0.096	1.158
2031	0.5	5.2	46.8	9.4	94.1	6.0	4.6	4.6	4.6	4.6	88.9	0.067	1.226
2032	0.4	3.6	61.5	9.8	97.7	6.2	4.6	4.6	4.6	4.6	92.1	0.047	1.273
2033	0.2	2.3	100.0	10.0	100.0	6.4	4.5	4.5	4.5	4.5	95.0	0.030	1.302

Приложение 21. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Объект III. Возвратный. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи- зирован- ных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2034	0	0	0	1	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	7.7	48.2
2035	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	6.2	47.8
2036	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	4.6	47.3
2037	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	3.5	46.8
2038	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	2.4	46.3
2039	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.7	45.9
2040	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	1.2	45.4
2041	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.8	45.0
2042	0	0	0	0	0	0	1	1.3	0	0	1	1	0.0	0.5	44.5

Приложение 22. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Объект III. Возвратный. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае- мых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук- ции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь- ных	Теку- щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накоп- ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2034	2.7	26.8	26.9	2.7	27.3	4.3	16.7	16.7	16.8	16.8	84.0	0.118	0.118
2035	2.1	21.5	29.5	4.9	48.7	7.6	16.6	16.6	33.4	33.4	87.0	0.095	0.213
2036	1.6	16.1	31.4	6.5	64.8	10.1	16.4	16.4	49.8	49.8	90.2	0.071	0.284
2037	1.2	12.1	34.3	7.7	76.9	12.0	16.2	16.2	66.0	66.0	92.6	0.053	0.337
2038	0.8	8.5	36.6	8.5	85.4	13.3	16.1	16.1	82.1	82.1	94.7	0.037	0.374
2039	0.6	5.9	40.4	9.1	91.3	14.3	15.9	15.9	98.0	98.0	96.3	0.026	0.401
2040	0.4	4.1	47.4	9.5	95.4	14.9	15.8	15.8	113.8	113.8	97.4	0.018	0.419
2041	0.3	2.8	60.6	9.8	98.2	15.3	15.6	15.6	129.3	129.3	98.2	0.012	0.431
2042	0.2	1.8	100.0	10.0	100.0	15.6	15.4	15.4	144.8	144.8	98.8	0.008	0.439

Приложение 23. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		Годовой расход НПав, т (конц НПав=0.075%)	Суточный расход НПав, кг (конц НПав=0.075%)
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накопленная закачка		Годовая	Накоп-ленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2022	26,7	5,7	6,3	69,1	14,8	5,9	33,1	33,1	84,6	84,6	19,4	0	0	0	0,240	1,910		
2023	40,0	8,6	10,1	109,1	23,4	9,4	49,6	49,6	134,2	134,2	19,4	25	25	44	0,360	2,270		
2024	36,4	7,8	10,2	145,5	31,2	12,5	51,1	51,1	185,3	185,3	28,8	32	56	66	0,328	2,598		
2025	33,1	7,1	10,3	178,6	38,3	15,3	52,6	52,6	237,9	237,9	37,1	34	90	86	0,298	2,896		
2026	30,1	6,5	10,5	208,7	44,8	17,9	54,2	54,2	292,1	292,1	44,4	34	124	100	0,271	3,167		
2027	25,9	5,6	10,1	234,6	50,3	20,2	55,8	55,8	348,0	348,0	53,6	53,2	177,1	100	0,233	3,400		
2028	22,2	4,8	9,6	256,9	55,1	22,1	57,5	57,5	405,5	405,5	61,3	55,8	232,8	100	0,200	3,600		
2029	19,1	4,1	9,1	276,0	59,2	23,7	59,2	59,2	464,7	464,7	67,7	58,2	291,0	100	0,172	3,772		
2030	16,4	3,5	8,6	292,4	62,7	25,1	60,4	60,4	525,1	525,1	72,8	60,2	351,2	100	0,148	3,920		
2031	14,1	3,0	8,1	306,5	65,8	26,3	61,6	61,6	586,7	586,7	77,1	61,9	413,1	100	0,127	4,046		
2032	12,1	2,6	7,6	318,6	68,4	27,4	62,2	62,2	648,9	648,9	80,5	62,9	475,9	100	0,109	4,155		
2033	10,4	2,2	7,1	329,0	70,6	28,3	62,9	62,9	711,8	711,8	83,5	63,5	539,4	100	0,094	4,249		
2034	8,9	1,9	6,5	337,9	72,5	29,0	63,5	63,5	775,3	775,3	85,9	64,8	604,2	100	0,080	4,329		
2035	7,7	1,6	6,0	345,6	74,2	29,7	64,1	64,1	839,4	839,4	88,0	65,4	669,7	100	0,069	4,398		
2036	6,5	1,4	5,4	352,1	75,6	30,2	64,4	64,4	903,8	903,8	89,9	66,1	735,8	100	0,059	4,457	49,6	135,9
2037	5,6	1,2	4,9	357,7	76,8	30,7	64,8	64,8	968,6	968,6	91,3	66,6	802,4	100	0,050	4,508	50,0	136,9
2038	4,8	1,0	4,4	362,5	77,8	31,1	65,1	65,1	1033,7	1033,7	92,6	67,0	869,4	100	0,043	4,551	50,2	137,6
2039	4,1	0,9	4,0	366,6	78,7	31,5	65,4	65,4	1099,1	1099,1	93,8	67,2	936,6	100	0,037	4,588	50,4	138,2
2040	3,4	0,7	3,5	370,0	79,4	31,8	65,7	65,7	1164,8	1164,8	94,8	67,8	1004,4	100	0,031	4,619	50,8	139,3
2041	2,8	0,6	2,9	372,8	80,0	32,0	66,1	66,1	1230,9	1230,9	95,7	68,3	1072,7	100	0,025	4,644	51,2	140,3
2042	2,3	0,5	2,4	375,1	80,5	32,2	66,7	66,7	1297,6	1297,6	96,6	69,4	1142,1	100	0,020	4,664		
2043	1,8	0,4	2,0	377,0	80,9	32,4	67,4	67,4	1365,0	1365,0	97,3	69,7	1211,8	100	0,017	4,681		
2044	1,5	0,3	1,7	378,4	81,2	32,5	68,1	68,1	1433,1	1433,1	97,8	70,7	1282,5	100	0,013	4,694		
2045	1,2	0,3	1,4	379,6	81,5	32,6	68,8	68,8	1501,9	1501,9	98,2	71,7	1354,2	100	0,011	4,705		
2046	1,0	0,2	1,1	380,6	81,7	32,7	69,4	69,4	1571,3	1571,3	98,6	72,6	1426,8	100	0,009	4,714		
2047	0,8	0,2	0,9	381,4	81,8	32,8	70,1	70,1	1641,4	1641,4	98,9	73,4	1500,2	100	0,007	4,721		
2048	0,6	0,1	0,8	382,0	82,0	32,8	70,8	70,8	1712,3	1712,3	99,1	73,5	1573,7	100	0,006	4,727		
2049	0,5	0,1	0,6	382,6	82,1	32,9	71,5	71,5	1783,8	1783,8	99,3	74,4	1648,1	100	0,005	4,731		
2050	0,4	0,1	0,5	383,0	82,2	32,9	72,3	72,3	1856,1	1856,1	99,4	75,2	1723,3	100	0,004	4,735		
2051	0,3	0,1	0,4	383,3	82,3	32,9	73,0	73,0	1929,0	1929,0	99,5	76,0	1799,3	100	0,003	4,738		
2052	0,3	0,1	0,3	383,6	82,3	33,0	73,7	73,7	2002,7	2002,7	99,6	76,8	1876,1	100	0,002	4,741		
2053	0,2	0,0	0,3	383,8	82,4	33,0	74,4	74,4	2077,2	2077,2	99,7	77,6	1953,8	100	0,002	4,743		
2054	0,2	0,0	0,2	384,0	82,4	33,0	75,2	75,2	2152,4	2152,4	99,8	78,4	2032,2	100	0,002	4,744		
2055	0,1	0,0	0,2	384,1	82,4	33,0	75,9	75,9	2228,3	2228,3	99,8	79,3	2111,5	100	0,001	4,745		

Продолжение приложения 23

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		Годовой расход НПВ, т (конц НПВ= 0.075%)	Суточный расход НПВ, кг (конц НПВ= 0.075%)
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накопленная закачка		Годовая	Накоп-ленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2056	0,1	0,0	0,1	384,2	82,5	33,0	76,7	76,7	2305,0	2305,0	99,8	80,1	2191,5	100	0,001	4,747		
2057	0,1	0,0	0,1	384,3	82,5	33,0	77,5	77,5	2382,5	2382,5	99,9	80,9	2272,4	100	0,001	4,747		
2058	0,1	0,0	0,1	384,4	82,5	33,0	78,2	78,2	2460,7	2460,7	99,9	81,7	2354,1	100	0,001	4,748		
2059	0,1	0,0	0,1	384,5	82,5	33,0	79,0	79,0	2539,8	2539,8	99,9	82,5	2436,7	100	0,001	4,749		
2060	0,1	0,0	0,1	384,5	82,5	33,0	79,8	79,8	2619,6	2619,6	99,9	83,4	2520,0	100	0,000	4,749		

Приложение 24. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накоп-ленная закачка		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	26.7	5.7	6.3	69.1	14.8	5.9	33.1	33.1	84.6	84.6	19.4	0	0	0	0.240	1.910
2023	40.0	8.6	10.1	109.1	23.4	9.4	49.6	49.6	134.2	134.2	19.4	25	25	44	0.360	2.270
2024	36.4	7.8	10.2	145.5	31.2	12.5	51.1	51.1	185.3	185.3	28.8	32	56	66	0.328	2.598
2025	33.1	7.1	10.3	178.6	38.3	15.3	52.6	52.6	237.9	237.9	37.1	34	90	86	0.298	2.896
2026	30.1	6.5	10.5	208.7	44.8	17.9	54.2	54.2	292.1	292.1	44.4	34	124	100	0.271	3.167
2027	25.9	5.6	10.1	234.6	50.3	20.2	55.8	55.8	348.0	348.0	53.6	53.2	177.1	100	0.233	3.400
2028	22.2	4.8	9.6	256.9	55.1	22.1	57.5	57.5	405.5	405.5	61.3	55.8	232.8	100	0.200	3.600
2029	19.1	4.1	9.1	276.0	59.2	23.7	59.2	59.2	464.7	464.7	67.7	58.2	291.0	100	0.172	3.772
2030	16.4	3.5	8.6	292.4	62.7	25.1	60.4	60.4	525.1	525.1	72.8	60.2	351.2	100	0.148	3.920
2031	14.1	3.0	8.1	306.5	65.8	26.3	61.6	61.6	586.7	586.7	77.1	61.9	413.1	100	0.127	4.046
2032	12.1	2.6	7.6	318.6	68.4	27.4	62.2	62.2	648.9	648.9	80.5	62.9	475.9	100	0.109	4.155
2033	10.4	2.2	7.1	329.0	70.6	28.3	62.9	62.9	711.8	711.8	83.5	63.5	539.4	100	0.094	4.249
2034	8.9	1.9	6.5	337.9	72.5	29.0	63.5	63.5	775.3	775.3	85.9	64.8	604.2	100	0.080	4.329
2035	7.7	1.6	6.0	345.6	74.2	29.7	64.1	64.1	839.4	839.4	88.0	65.4	669.7	100	0.069	4.398
2036	6.5	1.4	5.4	352.1	75.6	30.2	64.4	64.4	903.8	903.8	89.9	66.1	735.8	100	0.059	4.457
2037	5.6	1.2	4.9	357.7	76.8	30.7	64.8	64.8	968.6	968.6	91.3	66.6	802.4	100	0.050	4.508
2038	4.8	1.0	4.4	362.5	77.8	31.1	65.1	65.1	1033.7	1033.7	92.6	67.0	869.4	100	0.043	4.551
2039	4.1	0.9	4.0	366.6	78.7	31.5	65.4	65.4	1099.1	1099.1	93.8	67.2	936.6	100	0.037	4.588
2040	3.4	0.7	3.5	370.0	79.4	31.8	65.7	65.7	1164.8	1164.8	94.8	67.8	1004.4	100	0.031	4.619
2041	2.8	0.6	2.9	372.8	80.0	32.0	66.1	66.1	1230.9	1230.9	95.7	68.3	1072.7	100	0.025	4.644
2042	2.3	0.5	2.4	375.1	80.5	32.2	66.7	66.7	1297.6	1297.6	96.6	69.4	1142.1	100	0.020	4.664
2043	1.8	0.4	2.0	377.0	80.9	32.4	67.4	67.4	1365.0	1365.0	97.3	69.7	1211.8	100	0.017	4.681
2044	1.5	0.3	1.7	378.4	81.2	32.5	68.1	68.1	1433.1	1433.1	97.8	70.7	1282.5	100	0.013	4.694
2045	1.2	0.3	1.4	379.6	81.5	32.6	68.8	68.8	1501.9	1501.9	98.2	71.7	1354.2	100	0.011	4.705
2046	1.0	0.2	1.1	380.6	81.7	32.7	69.4	69.4	1571.3	1571.3	98.6	72.6	1426.8	100	0.009	4.714
2047	0.8	0.2	0.9	381.4	81.8	32.8	70.1	70.1	1641.4	1641.4	98.9	73.4	1500.2	100	0.007	4.721
2048	0.6	0.1	0.8	382.0	82.0	32.8	70.8	70.8	1712.3	1712.3	99.1	73.5	1573.7	100	0.006	4.727
2049	0.5	0.1	0.6	382.6	82.1	32.9	71.5	71.5	1783.8	1783.8	99.3	74.4	1648.1	100	0.005	4.731
2050	0.4	0.1	0.5	383.0	82.2	32.9	72.3	72.3	1856.1	1856.1	99.4	75.2	1723.3	100	0.004	4.735

Продолжение приложения 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	0.3	0.1	0.4	383.3	82.3	32.9	73.0	73.0	1929.0	1929.0	99.5	76.0	1799.3	100	0.003	4.738
2052	0.3	0.1	0.3	383.6	82.3	33.0	73.7	73.7	2002.7	2002.7	99.6	76.8	1876.1	100	0.002	4.741
2053	0.2	0.0	0.3	383.8	82.4	33.0	74.4	74.4	2077.2	2077.2	99.7	77.6	1953.8	100	0.002	4.743
2054	0.2	0.0	0.2	384.0	82.4	33.0	75.2	75.2	2152.4	2152.4	99.8	78.4	2032.2	100	0.002	4.744
2055	0.1	0.0	0.2	384.1	82.4	33.0	75.9	75.9	2228.3	2228.3	99.8	79.3	2111.5	100	0.001	4.745
2056	0.1	0.0	0.1	384.2	82.5	33.0	76.7	76.7	2305.0	2305.0	99.8	80.1	2191.5	100	0.001	4.747
2057	0.1	0.0	0.1	384.3	82.5	33.0	77.5	77.5	2382.5	2382.5	99.9	80.9	2272.4	100	0.001	4.747
2058	0.1	0.0	0.1	384.4	82.5	33.0	78.2	78.2	2460.7	2460.7	99.9	81.7	2354.1	100	0.001	4.748
2059	0.1	0.0	0.1	384.5	82.5	33.0	79.0	79.0	2539.8	2539.8	99.9	82.5	2436.7	100	0.001	4.749
2060	0.1	0.0	0.1	384.5	82.5	33.0	79.8	79.8	2619.6	2619.6	99.9	83.4	2520.0	100	0.000	4.749

Приложение 25. Капитальные вложения в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы	Стоимость всего	Распределение капитальных вложений по годам строительства																																													
						тыс.тенге	тыс.тенге	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45							
I	Строительство скважин (подземное строительство)																																																		
1	Ввод добывающих скважин	тыс.тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
2	Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тенге	0	10 625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Выбытие скважин (физическая ликвидация скважин)	тыс.тенге	6	3 106	18 637	0	0	0	0	0	0	0	0	3 106	0	0	3 106	0	0	0	0	0	3 106	0	0	3 106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 106	0	0			
	Итого строительство скважин			9 319	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 106	0	0	3 106	0	0	0	0	0	3 106	0	0	3 106	0	3 106	0	0																					
	Итого строительство скважин с учетом инфляции			11 326	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 552	0	0	3 714	0	0	0	0	0	4 061	0	0	4 246	0	5 389	0	0	0																				
II	Надземное строительство																																																		
1	Расширение манифольда СП-1	тыс.тенге		9 936	9 936	0	0	0	9 936	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	ВРП	тыс.тенге		53 311	53 311	0	0	0	53 311	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	8" водовод высокого давления от БКНС до ВРП	тыс.тенге		71 343	71 343	0	0	0	71 343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Замена выкидных линий скважин	тыс.тенге		10 452	125 422	0	0	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0	10 452	0	0
	Итого надземное строительство			260 012	0	0	0	134 590	0	10 452	0	0	10 452																																						
	Итого надземное строительство с учетом инфляции			315 538	0	0	0	140 738	0	11 260	0	0	11 774	0	0	12 312	0	0	12 874	0	0	13 462	0	0	14 077	0	0	14 720	0	0	15 392	0	0	16 096	0	0	16 831	0	0	17 600	0	0	18 404	0	0	18 404	0	0			
II I	ПИР	тыс.тенге		455 000	10 000	10 000	15 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000	10 000	15 000	10 000		
	Всего со строительством скважин			733 649	10 000	10 000	15 000	144 590	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	13 106	10 000	25 452	13 106	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	13 106	10 000	25 452	13 106	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	28 558	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000	25 452	10 000	10 000
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции			954 863	10 000	10 150	15 453	151 195	10 614	27 419	10 934	11 098	28 671	14 986	11 605	29 981	15 670	12 136	31 350	12 502	12 690	32 782	17 134	13 270	34 280	17 917	13 876	35 846	14 295	14 509	37 483	14 948	15 172	43 979	15 631	15 865	40 986	16 345	16 590	42 858	17 091	22 736	44 815	13 106	25 452	18 404	15 000	15 000			

Приложение 27. Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Затраты на материалы, химреагенты, ГСМ	ГДИС	Услуги сервисных компаний, прочие	КРС/ПРС	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Работы и услуги произв.характера	НИОКР	Затраты на страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	7 480	2 743	17 079	7 306	8 033	34 127	77	0	4 590	10 236	6 407	4 247	14 218	24 872	116 541	3 973
2023	11 388	4 176	26 003	7 415	39 859	34 639	78	843	4 590	16 952	6 503	4 375	21 327	32 205	178 148	4 049
2024	9 883	3 624	22 566	7 527	34 591	35 158	79	1 363	4 590	16 714	6 601	4 525	18 234	29 360	165 455	4 398
2025	9 633	3 532	21 996	9 337	33 716	43 616	98	1 265	5 610	32 109	8 189	5 608	17 510	31 308	192 219	5 321
2026	8 769	3 215	20 023	9 477	30 692	44 270	99	1 505	5 610	38 593	8 312	6 534	15 704	30 550	192 804	5 951
2027	7 566	2 774	17 275	9 619	26 479	44 934	101	1 519	5 610	38 820	8 436	6 502	13 349	28 287	182 985	6 644
2028	6 504	2 385	14 852	9 764	22 765	45 608	102	1 448	5 610	38 288	8 563	6 444	11 307	26 314	173 640	7 444
2029	5 575	2 044	12 728	9 910	19 511	46 292	104	1 379	5 610	37 367	8 691	6 248	9 547	24 486	165 005	8 377
2030	4 781	1 753	10 917	10 059	16 734	46 987	105	1 315	5 610	38 506	8 822	6 154	8 067	23 043	159 810	9 601
2031	4 093	1 501	9 345	9 281	14 324	43 356	97	1 281	5 100	38 900	8 140	6 030	6 804	20 974	148 252	10 562
2032	3 508	1 286	8 010	9 421	12 278	44 006	99	1 194	5 100	38 789	8 262	5 759	5 746	19 766	143 458	12 102
2033	3 002	1 101	6 855	9 562	10 508	44 666	100	1 161	5 100	40 610	8 386	5 595	4 844	18 825	141 491	14 157
2034	3 349	1 228	7 648	9 705	11 723	45 336	102	1 153	5 100	43 511	8 512	5 400	5 325	19 236	148 092	13 480
2035	2 848	1 044	6 504	9 851	9 969	46 016	103	1 214	5 100	43 536	8 639	5 050	4 461	18 150	144 336	15 682
2036	2 282	837	5 211	9 999	7 987	46 707	105	1 188	5 100	45 217	8 769	4 812	3 522	17 103	141 736	19 508
2037	1 827	670	4 173	10 149	6 396	47 407	106	1 175	5 100	45 490	8 901	4 545	2 778	16 224	138 717	24 200
2038	1 445	530	3 299	10 301	5 057	48 118	108	1 155	5 100	45 719	9 034	4 119	2 164	15 317	136 149	30 493
2039	1 145	420	2 615	10 456	4 009	48 840	109	1 140	5 100	48 179	9 170	3 810	1 690	14 670	136 685	39 194
2040	910	334	2 079	9 551	3 186	44 615	100	1 154	4 590	49 346	8 376	3 468	1 324	13 168	129 032	47 251
2041	721	264	1 647	8 617	2 525	40 253	90	1 098	4 080	50 142	7 557	2 956	1 033	11 546	120 984	56 755
2042	571	209	1 305	8 746	2 000	40 857	92	1 040	4 080	53 130	7 671	2 567	806	11 044	123 075	73 981
2043	413	152	944	7 768	1 447	36 286	81	1 067	3 570	54 495	6 813	2 143	575	9 530	115 753	97 588
2044	336	123	767	7 884	1 175	36 830	83	1 014	3 570	55 651	6 915	1 541	460	8 916	116 349	122 613
Итого 2022-2044	98 032	35 945	223 839	211 706	324 964	988 924	2 217	26 673	113 220	920 300	185 668	108 432	170 796	464 895	3 410 714	9 679
2045	273	100	623	8 003	954	37 383	84	1 027	3 570	59 039	7 018	1 068	368	8 455	119 509	157 429
2046	221	81	505	8 123	775	37 943	85	1 064	3 570	60 332	7 124	561	294	7 980	120 679	198 713
2047	180	66	410	8 245	629	38 513	86	1 080	3 570	15 391	7 231	220	235	7 686	75 856	156 132
2048	146	54	333	8 368	511	39 090	88	635	3 570	15 008	7 339	390	188	7 917	75 719	194 814
2049	119	43	271	8 494	415	39 677	89	635	3 570	37 903	7 449	393	151	7 993	99 208	319 060
2050	96	35	220	8 621	337	40 272	90	870	3 570	15 291	7 561	226	121	7 907	77 309	310 789
2051	78	29	178	7 500	274	35 036	79	649	3 060	15 452	6 578	408	96	7 082	69 418	348 831
2052	63	23	145	7 613	222	35 562	80	586	3 060	39 432	6 677	411	195	7 282	94 069	590 882
2053	52	19	118	7 727	180	36 095	81	831	3 060	15 824	6 777	236	156	7 169	71 156	558 694
2054	42	15	96	7 843	146	36 637	82	601	3 060	16 023	6 878	426	125	7 429	71 974	706 400
2055	34	12	78	7 961	119	50 202	83	609	3 060	41 118	6 982	430	100	7 511	110 786	1 359 161
2056	28	10	63	8 080	97	37 744	85	996	3 060	16 453	7 086	247	80	7 413	74 028	1 135 243
2057	22	8	51	8 201	78	38 310	86	625	3 060	16 678	7 193	446	64	7 702	74 823	1 434 303
2058	18	7	42	8 324	64	38 885	87	634	3 060	42 931	7 301	450	51	7 801	101 853	2 440 563
2059	15	5	34	7 041	52	32 890	74	904	2 550	17 151	6 175	258	41	6 474	67 189	2 012 455
2060	12	4	27	7 147	42	33 384	75	0	2 550	17 397	6 268	466	33	6 767	67 404	2 523 604
Итого 2022-2060	99 430	36 458	227 032	338 997	329 858	1 596 546	3 550	38 418	164 220	1 361 722	297 304	115 069	173 092	585 465	4 781 695	13 429

Приложение 28. Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции									Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Текущие расходы (ОС, ДЭС, АВТО)	Затраты на топливо	Услуги сервисных компаний	Услуги условно - постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	НИОКР	Затраты на страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	13	14	16	17	18	19
2022	14	46	3	30 186	774	7 200	0	55	183 155	695	43 801	13 196	57 693	279 126	10 467
2023	21	70	5	30 639	786	7 308	22 933	55	288 187	706	43 940	19 794	64 440	414 444	10 361
2024	19	65	5	31 098	797	7 418	34 400	55	263 265	716	44 149	18 013	62 878	400 000	10 989
2025	18	60	4	31 565	809	7 529	32 087	55	241 165	727	44 334	16 392	61 453	374 744	11 313
2026	17	55	4	32 038	821	7 642	29 929	55	219 826	738	44 399	14 912	60 049	350 436	11 629
2027	14	48	4	27 099	695	6 464	27 908	46	190 914	624	44 560	12 809	57 994	311 185	12 022
2028	13	42	3	27 506	705	6 561	24 572	46	166 969	634	44 692	11 003	56 329	282 746	12 716
2029	11	36	3	22 335	573	5 327	21 635	37	145 449	515	44 682	9 452	54 649	250 055	13 092
2030	10	32	2	22 670	581	5 407	19 049	37	129 210	522	44 774	8 119	53 415	230 413	14 043
2031	8	27	2	22 670	581	5 407	16 773	37	115 220	522	44 836	6 974	52 333	213 057	15 117
2032	7	23	2	22 670	581	5 407	14 768	37	102 222	522	44 751	5 991	51 264	196 981	16 271
2033	6	20	2	22 670	581	5 407	13 003	37	93 099	522	44 767	5 146	50 435	185 260	17 814
2034	5	17	1	22 670	581	5 407	11 449	37	85 030	522	44 752	4 421	49 695	174 893	19 578
2035	4	15	1	22 670	581	5 407	10 080	37	77 317	522	44 591	3 797	48 910	165 023	21 505
2036	4	12	1	22 670	581	5 407	8 875	37	69 850	522	44 530	3 077	48 129	155 566	25 017
2037	3	10	1	22 670	581	5 407	7 372	37	63 248	522	44 438	2 489	47 450	146 779	29 177
2038	2	8	1	22 670	581	5 407	6 113	37	57 508	522	44 200	2 014	46 736	139 062	34 169
2039	2	6	0	22 670	581	5 407	5 069	37	54 830	522	44 062	1 629	46 213	134 817	40 947
2040	2	5	0	22 670	581	5 407	4 203	37	51 837	522	43 894	1 318	45 734	130 477	48 984
2041	1	4	0	22 670	581	5 407	3 486	37	49 251	522	43 579	1 066	45 167	126 605	58 753
2042	1	3	0	22 670	581	5 407	2 890	37	49 102	522	43 364	863	44 749	125 441	71 956
2043	1	3	0	22 670	581	5 407	2 397	37	47 978	522	43 119	698	44 339	123 412	87 506
2044	1	2	0	22 670	581	5 407	1 987	37	47 065	522	42 727	565	43 814	121 565	106 546
2045	1	2	0	23 010	590	5 488	1 648	37	48 313	530	42 438	457	43 425	122 513	132 729
2046	0	1	0	23 355	599	5 571	1 367	37	48 230	538	42 122	370	43 029	122 189	163 631
Итого 2022-2046	184	613	46	618 873	15 869	147 614	323 993	1 032	2 888 242	14 259	1 101 499	164 565	1 280 323	5 276 788	15 867
2047	0	1	0	23 705	608	5 654	1 133	37	48 280	546	41 657	299	42 503	121 921	201 820
2048	0	1	0	24 061	617	5 739	940	37	50 402	554	41 303	242	42 099	123 896	253 509
2049	0	1	0	24 422	626	5 825	779	37	50 926	563	40 919	196	41 677	124 293	314 367
2050	0	1	0	24 788	636	5 912	646	37	51 531	571	40 381	158	41 110	124 661	389 737
2051	0	1	0	25 160	645	6 001	536	37	54 200	580	39 958	128	40 665	127 245	491 737
2052	0	0	0	25 537	655	6 091	444	37	55 085	588	39 503	261	40 353	128 204	612 412
2053	0	0	0	25 920	665	6 182	368	37	56 024	597	38 888	211	39 697	128 894	761 076
2054	0	0	0	26 309	675	6 275	306	37	59 065	606	38 393	171	39 170	131 837	962 242
2055	0	0	0	26 704	685	8 599	253	37	60 178	615	37 865	138	38 619	135 075	1 218 629
2056	0	0	0	27 104	695	6 465	210	37	61 330	624	37 169	112	37 905	133 747	1 491 533
2057	0	0	1	27 511	705	6 562	174	37	64 650	634	36 598	91	37 322	136 962	1 887 993
2058	0	0	1	27 923	716	6 660	144	37	65 917	643	35 994	73	36 710	138 109	2 353 289
2059	0	0	1	28 342	727	6 760	120	37	67 217	653	35 213	59	35 925	139 129	2 930 355
2060	0	0	1	28 767	738	6 862	99	37	70 766	663	34 563	48	35 274	142 544	3 711 103
Итого 2022-2060	186	619	51	985 125	25 260	237 202	330 147	1 548	3 703 813	22 697	1 639 904	166 753	1 829 354	7 113 304	21 199

Приложение 29. Расчет дохода от реализации продукции в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) тыс.тенге
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
		тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2022	29,3	29,1	0,0	29,1	0	96 282	2 798 842
2023	44,0	43,6	0,0	43,6	0	96 282	4 198 263
2024	37,6	37,3	0,0	37,3	0	98 689	3 679 253
2025	36,1	35,8	0,0	35,8	0	101 156	3 621 526
2026	32,4	32,1	0,0	32,1	0	103 685	3 329 203
2027	27,5	27,3	0,0	27,3	0	106 277	2 900 568
2028	23,3	23,1	0,0	23,1	0	108 934	2 518 273
2029	19,7	19,5	0,0	19,5	0	111 657	2 179 536
2030	16,6	16,5	0,0	16,5	0	114 449	1 887 767
2031	14,0	13,9	0,0	13,9	0	117 310	1 631 855
2032	11,9	11,7	0,0	11,7	0	120 243	1 412 532
2033	10,0	9,9	0,0	9,9	0	123 249	1 220 748
2034	11,0	10,9	0,0	10,9	0	126 330	1 375 385
2035	9,2	9,1	0,0	9,1	0	129 488	1 181 092
2036	7,3	7,2	0,0	7,2	0	132 725	955 650
2037	5,7	5,7	0,0	5,7	0	136 043	772 782
2038	4,5	4,4	0,0	4,4	0	139 444	616 999
2039	3,5	3,5	0,0	3,5	0	142 931	493 969
2040	2,7	2,7	0,0	2,7	0	146 504	396 466
2041	2,1	2,1	0,0	2,1	0	150 166	317 227
2042	1,7	1,6	0,0	1,6	0	153 921	253 758
2043	1,2	1,2	0,0	1,2	0	157 769	185 451
2044	0,9	0,9	0,0	0,9	0	161 713	152 070
Итого 2022-2044	352,38	349,21	0,00	349,21			38 079 212
2045	0,8	0,8	0,0	0,8	0	165 756	124 697
2046	0,6	0,6	0,0	0,6	0	169 900	102 252
2047	0,5	0,5	0,0	0,5	0	174 147	83 847
2048	0,4	0,4	0,0	0,4	0	178 501	68 754
2049	0,3	0,3	0,0	0,3	0	182 963	56 378
2050	0,2	0,2	0,0	0,2	0	187 537	46 230
2051	0,2	0,2	0,0	0,2	0	192 226	37 909
2052	0,2	0,2	0,0	0,2	0	197 031	31 085
2053	0,1	0,1	0,0	0,1	0	201 957	25 490
2054	0,1	0,1	0,0	0,1	0	207 006	20 902
2055	0,1	0,1	0,0	0,1	0	212 181	17 139
2056	0,1	0,1	0,0	0,1	0	217 486	14 054
2057	0,1	0,1	0,0	0,1	0	222 923	11 525
2058	0,0	0,0	0,0	0,0	0	228 496	9 450
2059	0,0	0,0	0,0	0,0	0	234 208	7 749
2060	0,0	0,0	0,0	0,0	0	240 064	6 354
Итого 2022-2060	356,1	352,9	0,0	352,9			38 743 028

Приложение 30. Расчет дохода от реализации продукции в 1 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) тыс.тенге
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
		тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2022	26,7	26,7		26,7		86 000,0	2 293 333,3
2023	40,0	40,0		40,0		86 000,0	3 440 000,0
2024	36,4	36,4		36,4		88 150,0	3 208 660,0
2025	33,1	33,1		33,1		90 353,8	2 992 877,6
2026	30,1	30,1		30,1		92 612,6	2 790 809,0
2027	25,9	25,9		25,9		94 927,9	2 457 237,5
2028	22,2	22,2		22,2		97 301,1	2 163 536,2
2029	19,1	19,1		19,1		99 733,6	1 904 939,6
2030	16,4	16,4		16,4		102 227,0	1 677 251,7
2031	14,1	14,1		14,1		104 782,6	1 476 778,2
2032	12,1	12,1		12,1		107 402,2	1 300 266,2
2033	10,4	10,4		10,4		110 087,3	1 144 851,9
2034	8,9	8,9		8,9		112 839,5	1 008 013,5
2035	7,7	7,7		7,7		115 660,4	887 530,7
2036	6,2	6,2		6,2		118 551,9	737 206,2
2037	5,0	5,0		5,0		121 515,7	611 309,8
2038	4,1	4,1		4,1		124 553,6	506 913,4
2039	3,3	3,3		3,3		127 667,5	420 345,3
2040	2,7	2,7		2,7		130 859,2	348 560,8
2041	2,2	2,2		2,2		134 130,6	289 035,3
2042	1,7	1,7		1,7		137 483,9	239 675,3
2043	1,4	1,4		1,4		140 921,0	198 744,8
2044	1,1	1,1		1,1		144 444,0	164 804,1
2045	0,9	0,9		0,9		148 055,1	136 659,7
2046	0,7	0,7		0,7		151 756,5	113 321,6
Итого 2022-2046	332,6	332,6	0,0	332,6			32 512 661,8
2047	0,6	0,6		0,6		155 550,4	93 969,1
2048	0,5	0,5		0,5		159 439,2	77 921,6
2049	0,4	0,4		0,4		163 425,2	64 614,5
2050	0,3	0,3		0,3		167 510,8	53 580,0
2051	0,3	0,3		0,3		171 698,6	44 429,8
2052	0,2	0,2		0,2		175 991,0	36 842,3
2053	0,2	0,2		0,2		180 390,8	30 550,6
2054	0,1	0,1		0,1		184 900,6	25 333,3
2055	0,1	0,1		0,1		189 523,1	21 007,0
2056	0,1	0,1		0,1		194 261,2	17 419,5
2057	0,1	0,1		0,1		199 117,7	14 444,7
2058	0,1	0,1		0,1		204 095,6	11 977,9
2059	0,0	0,0		0,0		209 198,0	9 932,4
2060	0,0	0,0		0,0		214 428,0	8 236,2
Итого 2022-2060	335,6	335,6	0,0	335,6			33 022 920,8

Приложение 31. Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс тенге

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Административные расходы	Другие общехозяйственные расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2022	14 532	3 489	29 385	6 473	0	112 335	0	0	2 731	314	169 258	0	6 378
2023	14 750	3 542	29 825	6 570	971	168 502	0	0	2 772	315	227 246	843	9 568
2024	14 971	3 595	30 273	6 668	1 533	147 671	0	0	2 814	315	207 840	1 363	8 180
2025	15 196	3 649	30 727	6 768	1 499	145 354	0	0	2 856	376	206 424	1 265	7 856
2026	15 424	3 703	31 188	6 870	3 093	133 621	0	0	2 899	377	197 174	1 505	7 045
2027	15 655	3 759	31 655	6 973	1 719	116 418	0	0	2 942	378	179 498	1 519	5 989
2028	15 890	3 815	32 130	7 078	1 797	101 074	0	0	2 986	378	165 149	1 448	5 072
2029	16 128	3 873	32 612	7 184	1 559	87 478	0	0	3 031	379	152 244	1 379	4 283
2030	16 370	3 931	33 101	7 292	1 489	75 768	0	0	3 077	380	141 407	1 315	3 619
2031	16 616	3 990	33 598	7 401	1 626	65 496	0	0	3 123	350	132 200	1 281	3 052
2032	16 865	4 049	34 102	7 512	1 401	56 694	0	0	3 170	351	124 143	1 194	2 578
2033	17 118	4 110	34 613	7 625	1 328	48 996	0	0	3 217	352	117 359	1 161	2 173
2034	17 375	4 172	35 133	7 739	1 500	55 203	0	0	3 265	353	124 739	1 153	2 389
2035	17 635	4 234	35 660	7 855	1 421	47 404	0	0	3 314	353	117 877	1 214	2 001
2036	17 900	4 298	36 195	7 973	1 359	38 356	0	0	3 364	354	109 798	1 188	1 580
2037	18 168	4 362	36 737	8 092	1 534	31 016	0	0	3 414	355	103 681	1 175	1 246
2038	18 441	4 428	37 289	8 214	1 326	24 764	0	0	3 466	356	98 282	1 155	971
2039	18 717	4 494	37 848	8 337	1 309	19 826	0	0	3 518	356	94 406	1 140	758
2040	18 998	4 562	38 416	8 462	1 521	15 913	0	0	3 570	327	91 769	1 154	594
2041	19 283	4 630	38 992	8 589	1 311	12 732	0	0	3 624	298	89 459	1 098	464
2042	19 572	4 700	39 577	14 503	1 210	10 185	0	0	3 678	299	93 724	1 040	362
2043	19 866	4 770	40 170	10 496	1 445	7 443	0	0	3 734	269	88 193	1 067	258
2044	20 164	4 842	40 773	8 523	1 231	6 104	0	0	3 790	270	85 695	1 014	206
Итого 2022-2044	395 631	94 995	799 997	183 195	33 182	1 528 352	0	0	74 354	7 856	3 117 562	26 673	76 623
2045	20 466	4 914	41 384	6 920	1 200	5 005	0	0	3 846	271	84 007	1 027	0
2046	24 928	4 988	42 005	5 619	1 456	4 104	0	0	3 904	272	87 276	1 064	0
2047	25 302	5 063	42 635	4 563	1 259	3 365	0	0	3 963	273	86 423	1 080	0
2048	25 681	5 139	43 275	3 705	814	2 760	0	0	4 022	274	85 670	635	0
2049	26 067	5 216	43 924	3 008	1 032	2 263	0	0	4 082	275	85 866	635	0
2050	26 458	5 294	44 583	2 443	1 043	1 856	0	0	4 144	276	86 095	870	0
2051	26 855	5 373	45 252	1 984	829	1 522	0	0	4 206	246	86 266	649	0
2052	27 257	5 454	45 930	1 611	1 047	1 248	0	0	4 269	247	87 064	586	0
2053	27 666	5 536	46 619	1 308	1 010	1 023	0	0	4 333	248	87 744	831	0
2054	28 081	5 619	47 319	1 062	786	839	0	0	4 398	249	88 353	601	0
2055	28 502	5 703	48 028	862	1 039	688	0	0	4 464	251	89 537	609	0
2056	28 930	5 789	48 749	700	1 182	564	0	0	4 531	252	90 696	996	0
2057	29 364	5 875	49 480	569	460	463	0	0	4 599	253	91 062	625	0
2058	29 804	5 964	50 222	462	467	379	0	0	4 668	254	92 219	634	0
2059	30 251	6 053	50 976	375	473	311	0	0	4 738	225	93 402	904	0
2060	25 588	6 144	51 740	304	431	255	0	0	4 809	226	89 497	573	0
Итого 2022-2060	826 832	183 118	1 542 119	218 690	47 711	1 554 995	0	0	143 329	11 947	4 528 740	38 991	76 623

Приложение 32. Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Расходы периода			Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Другие административные расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2022	0	184	34 400	75 772	0	0	0	226	110 582	382	999
2023	0	187	34 400	113 658	0	0	0	227	148 471	388	1 499
2024	0	190	34 400	106 014	0	0	0	227	140 831	394	1 364
2025	0	193	34 400	98 885	0	0	0	228	133 706	400	1 241
2026	0	196	34 400	92 208	0	0	0	229	127 033	406	1 129
2027	0	165	34 400	81 187	0	0	0	199	115 952	375	970
2028	0	168	34 400	71 483	0	0	0	200	106 251	348	833
2029	0	136	34 400	62 939	0	0	0	170	97 645	314	716
2030	0	138	34 400	55 416	0	0	0	171	90 125	287	615
2031	0	138	34 400	48 793	0	0	0	171	83 502	287	528
2032	0	138	34 400	42 961	0	0	0	171	77 670	287	454
2033	0	138	34 400	37 826	0	0	0	171	72 535	287	390
2034	0	138	34 400	33 305	0	0	0	171	68 014	287	335
2035	0	138	34 400	29 324	0	0	0	171	64 033	287	288
2036	0	138	34 400	24 357	0	0	0	171	59 066	287	233
2037	0	138	34 400	20 198	0	0	0	171	54 907	287	189
2038	0	138	34 400	16 748	0	0	0	171	51 457	287	153
2039	0	138	34 400	13 888	0	0	0	171	48 597	287	123
2040	0	138	34 400	11 516	0	0	0	171	46 225	287	100
2041	0	138	34 400	9 550	0	0	0	171	44 259	287	81
2042	0	138	34 400	7 919	0	0	0	171	42 628	287	65
2043	0	138	34 400	6 567	0	0	0	171	41 275	287	53
2044	0	138	34 400	5 445	0	0	0	171	40 154	287	43
2045	0	140	34 400	4 515	0	0	0	171	39 227	291	35
2046	0	143	34 400	3 744	0	0	0	172	38 459	295	28
Итого 2022-2046	0	3 778	860 000	1 074 218	0	0	0	4 608	1 942 604	7 895	12 464
2047	0	145	34 400	3 105	0	0	0	173	37 822	300	0
2048	0	147	34 400	2 575	0	0	0	174	37 295	304	0
2049	0	149	34 400	2 135	0	0	0	174	36 858	309	0
2050	0	151	34 400	1 770	0	0	0	175	36 497	313	0
2051	0	154	34 400	1 468	0	0	0	176	36 197	318	0
2052	0	156	34 400	1 217	0	0	0	177	35 950	323	0
2053	0	158	34 400	1 009	0	0	0	178	35 745	328	0
2054	0	161	34 400	837	0	0	0	178	35 576	333	0
2055	0	163	34 400	694	0	0	0	179	35 436	360	0
2056	0	165	34 400	576	0	0	0	180	35 321	343	0
2057	0	168	34 400	477	0	0	0	181	35 226	348	0
2058	0	170	34 400	396	0	0	0	182	35 148	353	0
2059	0	173	34 400	328	0	0	0	183	35 084	358	0
2060	0	176	34 400	272	0	0	0	184	35 031	364	0
Итого 2022-2060	0	6 014	1 341 600	1 091 077	0	0	0	7 100	2 445 791	12 547	12 464

Приложение 33. Расчет чистой прибыли в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	2 490 698	2 490 698	498 140	2 008 525	43 816	1 964 709
2023	3 777 702	3 777 702	755 540	3 026 918	61 763	2 965 154
2024	3 293 171	3 293 171	658 634	2 637 780	57 752	2 580 028
2025	3 189 168	3 189 168	637 834	2 575 928	81 049	2 494 879
2026	2 925 469	2 925 469	585 094	2 345 581	59 326	2 286 255
2027	2 530 185	2 530 185	506 037	2 024 540	57 624	1 966 916
2028	2 179 957	2 179 957	435 991	1 736 972	51 655	1 685 316
2029	1 868 352	1 868 352	373 670	1 482 954	48 431	1 434 523
2030	1 593 633	1 593 633	318 727	1 262 889	48 549	1 214 340
2031	1 363 697	1 363 697	272 739	1 074 331	43 467	1 030 864
2032	1 160 663	1 160 663	232 133	909 027	41 032	867 995
2033	976 894	976 894	195 379	763 185	42 364	720 821
2034	1 123 133	1 123 133	224 627	874 386	42 346	832 039
2035	941 842	941 842	188 368	727 295	40 247	687 049
2036	725 289	725 289	145 058	556 290	41 420	514 871
2037	554 634	554 634	110 927	417 036	37 312	379 725
2038	409 057	409 057	81 811	298 630	36 141	262 489
2039	287 666	287 666	57 533	203 447	30 849	172 598
2040	204 127	204 127	40 825	133 092	12 017	121 075
2041	137 872	137 872	27 574	77 648	806	76 842
2042	66 494	66 494	13 299	22 259	0	22 259
2043	14 868	14 868	2 974	-22 793	0	-22 793
2044	0	0	0	-51 194	0	-51 194
Итого 2022-2044	31 814 570	31 814 570	6 362 914	25 084 726	877 966	24 206 760
2045	0	0	0	-79 847	0	-79 847
2046	0	0	0	-106 766	0	-106 766
2047	0	0	0	-79 512	0	-79 512
2048	0	0	0	-93 269	0	-93 269
2049	0	0	0	-129 332	0	-129 332
2050	0	0	0	-118 043	0	-118 043
2051	0	0	0	-118 424	0	-118 424
2052	0	0	0	-150 633	0	-150 633
2053	0	0	0	-134 240	0	-134 240
2054	0	0	0	-140 026	0	-140 026
2055	0	0	0	-183 793	0	-183 793
2056	0	0	0	-151 665	0	-151 665
2057	0	0	0	-154 986	0	-154 986
2058	0	0	0	-185 257	0	-185 257
2059	0	0	0	-153 746	0	-153 746
2060	0	0	0	-151 692	0	-151 692
Итого 2022-2060	31 814 570	31 814 570	6 362 914	22 953 493	877 966	22 075 527

Приложение 34. Расчет чистой прибыли в 1 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 365 345	1 365 345	273 069	1 629 175	58 400	1 570 775
2023	2 642 969	2 642 969	528 594	2 346 604	83 368	2 263 235
2024	2 548 373	2 548 373	509 675	2 156 395	82 231	2 074 165
2025	2 447 151	2 447 151	489 430	1 993 356	75 479	1 917 877
2026	2 329 655	2 329 655	465 931	1 845 874	70 995	1 774 879
2027	2 066 773	2 066 773	413 355	1 615 401	66 596	1 548 806
2028	1 827 322	1 827 322	365 464	1 407 894	58 161	1 349 733
2029	1 617 285	1 617 285	323 457	1 232 752	52 680	1 180 072
2030	1 416 313	1 416 313	283 263	1 072 548	50 766	1 021 782
2031	1 242 047	1 242 047	248 409	930 995	44 753	886 242
2032	1 086 120	1 086 120	217 224	807 651	41 565	766 085
2033	941 972	941 972	188 394	697 987	41 636	656 351
2034	819 371	819 371	163 874	600 611	36 945	563 666
2035	710 371	710 371	142 074	515 826	34 930	480 896
2036	565 994	565 994	113 199	408 856	35 354	373 501
2037	450 593	450 593	90 119	319 031	30 947	288 084
2038	354 612	354 612	70 922	245 032	29 322	215 709
2039	269 755	269 755	53 951	182 570	30 812	151 759
2040	204 607	204 607	40 921	130 551	21 031	109 520
2041	150 437	150 437	30 087	87 717	5 599	82 119
2042	100 364	100 364	20 073	51 182	0	51 182
2043	64 147	64 147	12 829	20 888	0	20 888
2044	34 033	34 033	6 807	-4 050	0	-4 050
2045	3 391	3 391	678	-26 084	0	-26 084
2046	0	0	0	-47 649	0	-47 649
Итого 2022-2046	25 258 999	25 258 999	5 051 800	20 221 111	951 569	19 269 542
2047	0	0	0	-66 074	0	-66 074
2048	0	0	0	-83 573	0	-83 573
2049	0	0	0	-96 846	0	-96 846
2050	0	0	0	-107 891	0	-107 891
2051	0	0	0	-119 331	0	-119 331
2052	0	0	0	-127 634	0	-127 634
2053	0	0	0	-134 416	0	-134 416
2054	0	0	0	-142 412	0	-142 412
2055	0	0	0	-149 864	0	-149 864
2056	0	0	0	-151 991	0	-151 991
2057	0	0	0	-158 091	0	-158 091
2058	0	0	0	-161 632	0	-161 632
2059	0	0	0	-164 638	0	-164 638
2060	0	0	0	-169 702	0	-169 702
Итого 2022-2060	25 258 999	25 258 999	5 051 800	18 387 015	951 569	17 435 445

Приложение 35. Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)			Срок окупаемости (дисконт 11,34 %)
					7,50%	11,34%	15,50%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2022	1 964 709	1 974 945	1 974 945	236,8%	1 837 158	1 773 797	1 709 909	
2023	2 965 154	2 982 106	4 957 051	240,6%	2 580 513	2 405 584	2 235 420	
2024	2 580 028	2 596 741	7 553 792	239,2%	2 090 274	1 881 374	1 685 321	
2025	2 494 879	2 407 903	9 961 695	226,2%	1 803 039	1 566 874	1 353 041	
2026	2 286 255	2 324 848	12 286 543	226,7%	1 619 393	1 358 747	1 131 057	
2027	1 966 916	2 005 736	14 292 279	225,4%	1 299 640	1 052 850	844 854	
2028	1 685 316	1 723 605	16 015 884	224,1%	1 038 911	812 604	628 585	
2029	1 434 523	1 471 890	17 487 774	222,3%	825 292	623 255	464 750	
2030	1 214 340	1 252 846	18 740 619	219,7%	653 464	476 471	342 499	
2031	1 030 864	1 069 764	19 810 383	217,5%	519 043	365 406	253 203	
2032	867 995	906 785	20 717 168	215,3%	409 271	278 190	185 824	
2033	720 821	761 432	21 478 599	212,4%	319 690	209 805	135 097	
2034	832 039	875 550	22 354 150	210,3%	341 957	216 678	134 498	
2035	687 049	730 585	23 084 735	208,1%	265 431	162 388	97 168	
2036	514 871	560 088	23 644 823	205,3%	189 291	111 812	64 495	
2037	379 725	425 215	24 070 038	202,6%	133 682	76 241	42 393	
2038	262 489	308 208	24 378 246	95,9%	90 136	49 633	26 604	
2039	172 598	220 777	24 599 023	72,2%	60 062	31 932	16 500	
2040	121 075	170 420	24 769 443	70,1%	43 128	22 138	11 027	
2041	76 842	126 985	24 896 428	62,4%	29 894	14 816	7 114	
2042	22 259	75 389	24 971 817	35,5%	16 509	7 900	3 657	
2043	-22 793	31 701	25 003 518	18,5%	6 458	2 984	1 331	
2044	-51 194	4 457	25 007 975	2,8%	845	377	162	
Итого 2022-2044	24 206 760	25 007 975	25 007 975	185,3%	16 173 082	13 501 856	11 374 511	
2045	-79 847	-20 808	24 987 167	-11,5%	-3 668	-1 580	-655	
2046	-106 766	-46 435	24 940 732	-28,5%	-7 614	-3 166	-1 266	
2047	-79 512	-64 121	24 876 611	-39,5%	-9 781	-3 927	-1 513	
2048	-93 269	-100 738	24 775 874	-54,6%	-14 294	-5 541	-2 058	
2049	-129 332	-91 429	24 684 445	-56,2%	-12 068	-4 517	-1 617	
2050	-118 043	-102 753	24 581 692	-62,6%	-12 617	-4 559	-1 574	
2051	-118 424	-131 499	24 450 194	-71,1%	-15 020	-5 241	-1 744	
2052	-150 633	-111 201	24 338 992	-70,4%	-11 815	-3 980	-1 277	
2053	-134 240	-118 458	24 220 535	-74,1%	-11 708	-3 808	-1 177	
2054	-140 026	-148 966	24 071 568	-80,1%	-13 696	-4 301	-1 282	
2055	-183 793	-142 675	23 928 893	-81,0%	-12 203	-3 700	-1 063	
2056	-151 665	-135 350	23 793 543	-81,6%	-10 769	-3 153	-873	
2057	-154 986	-164 489	23 629 054	-85,4%	-12 174	-3 441	-919	
2058	-185 257	-142 325	23 486 729	-84,3%	-9 799	-2 674	-688	
2059	-153 746	-142 179	23 344 549	-85,1%	-9 106	-2 399	-595	
2060	-151 692	-161 714	23 182 835	-87,2%	-9 634	-2 451	-586	
Итого 2022-2060	22 075 527	23 182 835	23 182 835	142,6%	15 997 115	13 443 416	11 355 623	0

Приложение 36. Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)			Срок окупаемости (дисконт 11,34 %)
					7,50%	11,34%	15,50%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2022	1 570 775	1 753 929	1 753 929	318,3%	1 631 562	1 575 291	1 518 553	
2023	2 263 235	2 551 422	4 305 351	283,9%	2 207 829	2 058 164	1 912 575	
2024	2 074 165	2 337 429	6 642 781	260,9%	1 881 539	1 693 499	1 517 024	
2025	1 917 877	2 159 042	8 801 823	255,7%	1 616 692	1 404 935	1 213 202	
2026	1 774 879	1 994 705	10 796 528	247,3%	1 389 429	1 165 796	970 440	
2027	1 548 806	1 739 719	12 536 248	232,5%	1 127 271	913 213	732 803	
2028	1 349 733	1 516 702	14 052 949	230,6%	914 199	715 059	553 129	
2029	1 180 072	1 325 521	15 378 470	223,2%	743 223	561 277	418 534	
2030	1 021 782	1 150 993	16 529 463	207,4%	600 339	437 735	314 655	
2031	886 242	1 001 462	17 530 925	205,8%	485 903	342 076	237 036	
2032	766 085	868 307	18 399 232	195,9%	391 905	266 385	177 939	
2033	656 351	749 450	19 148 682	176,7%	314 660	206 504	132 972	
2034	563 666	648 696	19 797 378	175,0%	253 356	160 537	99 650	
2035	480 896	558 214	20 355 592	163,9%	202 807	124 075	74 243	
2036	373 501	443 351	20 798 943	137,5%	149 838	88 507	51 053	
2037	288 084	351 332	21 150 275	129,5%	110 454	62 994	35 027	
2038	215 709	273 217	21 423 492	111,5%	79 903	43 998	23 584	
2039	151 759	206 589	21 630 082	85,2%	56 202	29 880	15 439	
2040	109 520	161 357	21 791 439	81,3%	40 835	20 961	10 441	
2041	82 119	131 370	21 922 809	77,8%	30 926	15 328	7 360	
2042	51 182	100 284	22 023 093	59,7%	21 961	10 509	4 864	
2043	20 888	68 866	22 091 959	48,8%	14 029	6 482	2 892	
2044	-4 050	43 015	22 134 974	32,3%	8 151	3 636	1 564	
2045	-26 084	22 229	22 157 202	15,5%	3 918	1 688	700	
2046	-47 649	581	22 157 783	0,5%	95	40	16	
Итого 2022-2046	19 269 542	22 157 783	22 157 783	205,6%	14 277 025	11 908 567	10 025 694	0
2047	-66 074	-17 794	22 139 989	-14,4%	-2 714	-1 090	-420	
2048	-83 573	-33 171	22 106 818	-23,4%	-4 707	-1 825	-678	
2049	-96 846	-45 920	22 060 898	-37,4%	-6 061	-2 269	-812	
2050	-107 891	-56 360	22 004 538	-46,1%	-6 920	-2 501	-863	
2051	-119 331	-65 130	21 939 408	-46,1%	-7 439	-2 596	-864	
2052	-127 634	-72 549	21 866 859	-59,4%	-7 708	-2 597	-833	
2053	-134 416	-78 392	21 788 466	-64,3%	-7 748	-2 520	-779	
2054	-142 412	-83 347	21 705 119	-58,7%	-7 663	-2 407	-717	
2055	-149 864	-89 686	21 615 434	-72,3%	-7 671	-2 326	-668	
2056	-151 991	-90 661	21 524 772	-74,6%	-7 213	-2 112	-585	
2057	-158 091	-93 441	21 431 331	-65,5%	-6 916	-1 955	-522	
2058	-161 632	-95 715	21 335 616	-78,7%	-6 590	-1 798	-463	
2059	-164 638	-97 422	21 238 194	-80,2%	-6 239	-1 644	-408	
2060	-169 702	-98 936	21 139 258	-68,9%	-5 894	-1 500	-359	
Итого 2022-2060	17 435 445	21 139 258	21 139 258	167,9%	14 185 541	11 879 430	10 016 724	0

Приложение 37. Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2022	292 177	9 961	2 506 665	26 203	308 144	2 490 698
2023	415 805	9 450	3 782 458	21 708	420 561	3 777 702
2024	382 838	10 176	3 296 414	19 957	386 081	3 293 171
2025	407 764	11 287	3 213 762	56 703	432 358	3 189 168
2026	398 528	12 300	2 930 674	43 798	403 733	2 925 469
2027	369 991	13 434	2 530 577	39 212	370 382	2 530 185
2028	345 309	14 803	2 172 963	31 294	338 315	2 179 957
2029	322 911	16 394	1 856 625	25 639	311 184	1 868 352
2030	306 151	18 394	1 581 616	26 488	294 133	1 593 633
2031	284 785	20 288	1 347 070	22 273	268 158	1 363 697
2032	271 372	22 893	1 141 160	19 286	251 869	1 160 663
2033	262 184	26 232	958 564	22 281	243 854	976 894
2034	276 373	25 157	1 099 012	19 390	252 252	1 123 133
2035	265 428	28 838	915 664	17 359	239 250	941 842
2036	254 301	35 001	701 348	21 276	230 360	725 289
2037	244 819	42 711	527 963	18 820	218 149	554 634
2038	236 557	52 982	380 441	17 103	207 942	409 057
2039	232 989	66 809	260 980	21 493	206 303	287 666
2040	222 549	81 497	173 918	19 136	192 339	204 127
2041	212 004	99 454	105 223	17 493	179 355	137 872
2042	218 200	131 161	35 557	22 194	187 263	66 494
2043	205 271	173 058	-19 820	19 807	170 584	14 868
2044	203 264	214 208	-51 194	18 146	165 760	0
Итого 2022-2044	6 631 572	18 820	31 447 640	567 059	6 278 331	31 814 570
2045	204 544	269 446	-79 847	23 102	168 607	0
2046	209 018	344 175	-106 766	20 636	169 323	0
2047	163 359	336 238	-79 512	18 921	166 888	0
2048	162 024	416 863	-93 269	24 118	171 134	0
2049	185 710	597 256	-129 332	21 551	169 358	0
2050	164 274	660 393	-118 043	19 765	168 747	0
2051	156 333	785 589	-118 424	25 205	166 086	0
2052	181 719	1 141 442	-150 633	22 524	164 811	0
2053	159 730	1 254 158	-134 240	20 660	164 566	0
2054	160 928	1 579 452	-140 026	26 351	171 256	0
2055	200 932	2 465 097	-183 793	23 549	183 364	0
2056	165 720	2 541 376	-151 665	21 601	170 868	0
2057	166 511	3 191 885	-154 986	27 553	177 386	0
2058	194 707	4 665 478	-185 257	24 624	176 399	0
2059	161 495	4 837 078	-153 746	22 586	166 930	0
2060	157 474	5 895 805	-151 692	28 810	168 888	0
Итого 2022-2060	9 426 049	26 473	29 316 407	938 615	9 002 942	31 814 570

Приложение 38. Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящие на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2022	391 090	14 666	1 902 244	720 053	927 988	1 365 345
2023	564 803	14 120	2 875 197	520 415	797 031	2 642 969
2024	542 590	14 906	2 666 070	380 962	660 287	2 548 373
2025	510 091	15 399	2 482 787	276 801	545 727	2 447 151
2026	479 004	15 896	2 311 805	201 976	461 154	2 329 655
2027	428 481	16 553	2 028 756	152 897	390 464	2 066 773
2028	390 178	17 548	1 773 358	113 006	336 215	1 827 322
2029	348 730	18 258	1 556 209	84 373	287 655	1 617 285
2030	321 441	19 592	1 355 811	68 708	260 939	1 416 313
2031	297 374	21 100	1 179 404	52 577	234 731	1 242 047
2032	275 392	22 747	1 024 875	40 977	214 146	1 086 120
2033	258 471	24 854	886 381	37 508	202 880	941 972
2034	243 528	27 261	764 485	30 144	188 642	819 371
2035	229 630	29 925	657 900	24 847	177 160	710 371
2036	215 152	34 599	522 055	25 910	171 212	565 994
2037	202 161	40 185	409 149	21 804	160 717	450 593
2038	190 959	46 921	315 954	18 850	152 301	354 612
2039	183 824	55 831	236 521	21 597	150 591	269 755
2040	177 088	66 484	171 472	18 702	143 954	204 607
2041	171 231	79 462	117 804	16 619	138 598	150 437
2042	168 421	96 611	71 255	19 993	139 311	100 364
2043	165 027	117 014	33 717	17 548	134 598	64 147
2044	162 048	142 028	2 756	15 789	130 771	34 033
2045	162 066	175 580	-25 406	19 516	133 269	3 391
2046	160 971	215 566	-47 649	17 301	130 042	0
Итого 2022-2046	7 239 751	21 770	25 272 911	2 918 873	7 270 383	25 258 999
2047	160 043	264 925	-66 074	15 755	127 518	0
2048	161 495	330 442	-83 573	19 864	130 957	0
2049	161 460	408 371	-96 846	17 700	128 234	0
2050	161 471	504 818	-107 891	16 193	126 133	0
2051	163 761	632 850	-119 331	20 569	130 129	0
2052	164 476	785 682	-127 634	18 363	127 754	0
2053	164 967	974 073	-134 416	16 827	125 771	0
2054	167 746	1 224 329	-142 412	21 433	130 113	0
2055	170 871	1 541 578	-149 864	19 147	129 840	0
2056	169 411	1 889 251	-151 991	17 557	125 638	0
2057	172 536	2 378 372	-158 091	22 383	130 269	0
2058	173 610	2 958 202	-161 632	20 001	127 694	0
2059	174 571	3 676 845	-164 638	18 344	125 698	0
2060	177 939	4 632 607	-169 702	23 395	130 568	0
Итого 2022-2060	9 584 106	28 562	23 438 814	3 186 404	9 066 697	25 258 999

Приложение 39. Расчет бюджетной эффективности в 1 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге											Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	7,5%	11,3%	15,5%
												14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2022	4 787	4 352	0	4 247	43	0	14 218	272	498 140	43 816	569 872	530 113	511 830	493 396
2023	4 859	4 417	0	4 375	43	0	21 327	272	755 540	61 763	852 596	737 779	687 766	639 115
2024	4 931	4 483	0	4 525	44	0	18 234	272	658 634	57 752	748 876	602 816	542 571	486 031
2025	5 785	5 259	0	5 608	44	0	17 510	332	637 834	81 049	753 422	564 163	490 268	423 361
2026	5 872	5 338	0	6 534	45	0	15 704	332	585 094	59 326	678 245	472 437	396 397	329 972
2027	5 960	5 418	0	6 502	46	0	13 349	332	506 037	57 624	595 269	385 711	312 468	250 739
2028	6 050	5 500	0	6 444	46	0	11 307	332	435 991	51 655	517 326	311 820	243 896	188 664
2029	6 140	5 582	0	6 248	47	0	9 547	332	373 670	48 431	449 998	252 315	190 546	142 087
2030	6 232	5 666	0	6 154	48	0	8 067	332	318 727	48 549	393 775	205 387	149 757	107 649
2031	5 899	5 363	0	6 030	49	0	6 804	302	272 739	43 467	340 653	165 283	116 359	80 629
2032	5 988	5 444	0	5 759	49	0	5 746	302	232 133	41 032	296 451	133 801	90 947	60 751
2033	6 078	5 525	0	5 595	50	0	4 844	302	195 379	42 364	260 137	109 220	71 678	46 155
2034	6 169	5 608	0	5 400	51	0	5 325	302	224 627	42 346	289 827	113 195	71 725	44 522
2035	6 261	5 692	0	5 050	52	0	4 461	302	188 368	40 247	250 433	90 986	55 664	33 308
2036	6 355	5 778	0	4 812	52	0	3 522	302	145 058	41 420	207 298	70 060	41 384	23 871
2037	6 451	5 864	0	4 545	53	0	2 778	302	110 927	37 312	168 231	52 890	30 164	16 772
2038	6 547	5 952	0	4 119	54	0	2 164	302	81 811	36 141	137 091	40 093	22 077	11 834
2039	6 646	6 042	0	3 810	55	0	1 690	302	57 533	30 849	106 927	29 089	15 466	7 991
2040	6 258	5 689	0	3 468	56	0	1 324	272	40 825	12 017	69 908	17 692	9 081	4 523
2041	5 857	5 324	0	2 956	56	0	1 033	241	27 574	806	43 849	10 323	5 116	2 456
2042	5 945	5 404	0	2 567	57	0	806	241	13 299	0	28 320	6 202	2 968	1 374
2043	5 524	5 022	0	2 143	58	0	575	211	2 974	0	16 506	3 363	1 554	693
2044	5 607	5 097	0	1 541	59	0	460	211	0	0	12 975	2 459	1 097	472
Итого 2022-2044	136 202	123 820	0	108 432	1 157	0	170 796	6 699	6 362 914	877 966	7 787 986	4 907 195	4 060 780	3 396 364
2045	5 691	5 174	0	1 068	60	0	368	211	0	0	12 572	2 216	955	396
2046	5 776	5 251	0	561	61	0	294	211	0	0	12 156	1 993	829	331
2047	5 863	5 330	0	220	62	0	235	211	0	0	11 921	1 818	730	281
2048	5 951	5 410	0	390	63	0	188	211	0	0	12 213	1 733	672	250
2049	6 040	5 491	0	393	64	0	151	211	0	0	12 350	1 630	610	218
2050	6 131	5 574	0	226	64	0	121	211	0	0	12 327	1 514	547	189
2051	5 649	5 135	0	408	65	0	96	181	0	0	11 535	1 317	460	153
2052	5 733	5 212	0	411	66	0	195	181	0	0	11 799	1 254	422	135
2053	5 819	5 290	0	236	67	0	156	181	0	0	11 750	1 161	378	117
2054	5 907	5 370	0	426	68	0	125	181	0	0	12 077	1 110	349	104
2055	5 995	5 450	0	430	69	0	100	181	0	0	12 226	1 046	317	91
2056	6 085	5 532	0	247	71	0	80	181	0	0	12 196	970	284	79
2057	6 176	5 615	0	446	72	0	64	181	0	0	12 554	929	263	70
2058	6 269	5 699	0	450	73	0	51	181	0	0	12 723	876	239	62
2059	5 716	5 197	0	258	74	0	41	151	0	0	11 437	732	193	48
2060	5 802	5 275	0	466	75	0	33	151	0	0	11 801	703	179	43
Итого 2022-2060	230 808	209 825	0	115 069	2 230	0	173 092	9 716	6 362 914	877 966	7 981 621	4 928 199	4 068 205	3 398 931

Приложение 40. Расчет бюджетной эффективности в 1 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге											Дисконтированный доход РК при		
	Налоговые платежи от ФОТ ОПН	Налоговые платежи от ФОТ АУП	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество и на транспорт	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	7,50%	11,34%	15,50%
												14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2022	695	0	0	43 801	43,0	0	13 196	183	273 069	58 400	389 388	362 221	349 729	337 133
2023	706	0	0	43 940	43,6	0	19 794	183	528 594	83 368	676 629	585 509	545 818	507 208
2024	716	0	0	44 149	44,3	0	18 013	183	509 675	82 231	655 011	527 258	474 564	425 111
2025	727	0	0	44 334	45,0	0	16 392	183	489 430	75 479	626 590	469 191	407 736	352 092
2026	738	0	0	44 399	45,6	0	14 912	183	465 931	70 995	597 203	415 987	349 033	290 544
2027	624	0	0	44 560	46,3	0	12 809	153	413 355	66 596	538 143	348 696	282 482	226 676
2028	634	0	0	44 692	47,0	0	11 003	153	365 464	58 161	480 154	289 415	226 372	175 108
2029	515	0	0	44 682	47,7	0	9 452	122	323 457	52 680	430 956	241 638	182 483	136 075
2030	522	0	0	44 774	48,4	0	8 119	122	283 263	50 766	387 614	202 173	147 414	105 965
2031	522	0	0	44 836	48,4	0	6 974	122	248 409	44 753	345 665	167 715	118 071	81 816
2032	522	0	0	44 751	48,4	0	5 991	122	217 224	41 565	310 224	140 018	95 173	63 573
2033	522	0	0	44 767	48,4	0	5 146	122	188 394	41 636	280 636	117 826	77 327	49 792
2034	522	0	0	44 752	48,4	0	4 421	122	163 874	36 945	250 685	97 908	62 039	38 509
2035	522	0	0	44 591	48,4	0	3 797	122	142 074	34 930	226 085	82 140	50 252	30 069
2036	522	0	0	44 530	48,4	0	3 077	122	113 199	35 354	196 853	66 530	39 298	22 668
2037	522	0	0	44 438	48,4	0	2 489	122	90 119	30 947	168 686	53 033	30 245	16 818
2038	522	0	0	44 200	48,4	0	2 014	122	70 922	29 322	147 152	43 035	23 697	12 702
2039	522	0	0	44 062	48,4	0	1 629	122	53 951	30 812	131 147	35 678	18 969	9 801
2040	522	0	0	43 894	48,4	0	1 318	122	40 921	21 031	107 857	27 295	14 011	6 979
2041	522	0	0	43 579	48,4	0	1 066	122	30 087	5 599	81 024	19 074	9 453	4 539
2042	522	0	0	43 364	48,4	0	863	122	20 073	0	64 992	14 233	6 811	3 152
2043	522	0	0	43 119	48,4	0	698	122	12 829	0	57 339	11 681	5 397	2 408
2044	522	0	0	42 727	48,4	0	565	122	6 807	0	50 791	9 625	4 293	1 847
2045	530	0	0	42 438	49,2	0	457	122	678	0	44 275	7 805	3 361	1 394
2046	538	0	0	42 122	49,9	0	370	122	0	0	43 201	7 084	2 946	1 177
Итого 2022-2046	14 259	0	0	1 101 499	1 188	0	164 565	3 419	5 051 800	951 569	7 288 300	4 342 767	3 526 974	2 903 156
2047	546	0	0	41 657	50,7	0	299	122	0	0	42 675	6 510	2 614	1 007
2048	554	0	0	41 303	51,4	0	242	122	0	0	42 273	5 998	2 325	864
2049	563	0	0	40 919	52,2	0	196	122	0	0	41 852	5 524	2 068	740
2050	571	0	0	40 381	53,0	0	158	122	0	0	41 285	5 069	1 832	632
2051	580	0	0	39 958	53,8	0	128	122	0	0	40 841	4 665	1 628	542
2052	588	0	0	39 503	54,6	0	261	122	0	0	40 530	4 306	1 451	465
2053	597	0	0	38 888	55,4	0	211	122	0	0	39 874	3 941	1 282	396
2054	606	0	0	38 393	56,2	0	171	122	0	0	39 348	3 618	1 136	339
2055	615	0	0	37 865	57,1	0	138	122	0	0	38 798	3 318	1 006	289
2056	624	0	0	37 169	57,9	0	112	122	0	0	38 085	3 030	887	246
2057	634	0	0	36 598	58,8	0	91	122	0	0	37 503	2 776	785	209
2058	643	0	0	35 994	59,7	0	73	122	0	0	36 892	2 540	693	178
2059	653	0	0	35 213	60,6	0	59	122	0	0	36 108	2 313	609	151
2060	663	0	0	34 563	61,5	0	48	122	0	0	35 458	2 112	537	129
Итого 2022-2060	22 697	0	0	1 639 904	1 971	0	166 753	5 129	5 051 800	951 569	7 839 823	4 398 488	3 545 826	2 909 344

Приложение 43. Расчет дохода от реализации продукции в 3 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) тыс.тенге
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
		тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2022	36,6	36,3		36,3	0	96 282	3 495 372
2023	60,0	59,5		59,5	0	96 282	5 726 759
2024	56,6	56,1		56,1	0	98 689	5 534 414
2025	53,2	52,7		52,7	0	101 156	5 332 912
2026	47,8	47,3		47,3	0	103 685	4 907 957
2027	40,6	40,2		40,2	0	106 277	4 276 057
2028	34,4	34,1		34,1	0	108 934	3 716 668
2029	29,1	28,9		28,9	0	111 657	3 223 638
2030	24,7	24,4		24,4	0	114 449	2 797 440
2031	20,9	20,7		20,7	0	117 310	2 424 408
2032	17,6	17,5		17,5	0	120 243	2 103 044
2033	14,9	14,8		14,8	0	123 249	1 822 357
2034	15,2	15,0		15,0	0	126 330	1 899 537
2035	12,8	12,6		12,6	0	129 488	1 637 759
2036	10,5	10,4		10,4	0	132 725	1 386 613
2037	8,8	8,7		8,7	0	136 043	1 186 385
2038	7,3	7,2		7,2	0	139 444	1 008 614
2039	6,0	6,0		6,0	0	142 931	851 659
2040	4,9	4,9		4,9	0	146 504	713 384
2041	3,9	3,9		3,9	0	150 166	583 796
2042	3,1	3,1		3,1	0	153 921	472 344
2043	2,3	2,3		2,3	0	157 769	364 692
2044	1,9	1,8		1,8	0	161 713	299 047
2045	1,5	1,5		1,5	0	165 756	245 219
Итого 2022-2045	514,7	510,0	0,0	510,0			56 010 075
2046	1,2	1,2		1,2	0	169 900	201 079
2047	1,0	0,9		0,9	0	174 147	164 885
2048	0,8	0,8		0,8	0	178 501	135 206
2049	0,6	0,6		0,6	0	182 963	110 869
2050	0,5	0,5		0,5	0	187 537	90 912
2051	0,4	0,4		0,4	0	192 226	74 548
2052	0,3	0,3		0,3	0	197 031	61 129
2053	0,3	0,2		0,2	0	201 957	50 126
2054	0,2	0,2		0,2	0	207 006	41 103
2055	0,2	0,2		0,2	0	212 181	33 705
2056	0,1	0,1		0,1	0	217 486	27 638
2057	0,1	0,1		0,1	0	222 923	22 663
2058	0,1	0,1		0,1	0	228 496	18 584
2059	0,1	0,1		0,1	0	234 208	15 239
2060	0,1	0,1		0,1	0	240 064	12 496
Итого 2022-2060	520,4	515,7	0,0	515,7			57 070 258

Приложение 44. Расчет дохода от реализации продукции в 3 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс тенге

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС) тыс.тенге
		Объем продажи			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
		тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2022	26,7	26,7		26,7		86 000,0	2 293 333,3
2023	40,0	40,0		40,0		86 000,0	3 440 000,0
2024	36,4	36,4		36,4		88 150,0	3 208 660,0
2025	33,1	33,1		33,1		90 353,8	2 992 877,6
2026	30,1	30,1		30,1		92 612,6	2 790 809,0
2027	25,9	25,9		25,9		94 927,9	2 457 237,5
2028	22,2	22,2		22,2		97 301,1	2 163 536,2
2029	19,1	19,1		19,1		99 733,6	1 904 939,6
2030	16,4	16,4		16,4		102 227,0	1 677 251,7
2031	14,1	14,1		14,1		104 782,6	1 476 778,2
2032	12,1	12,1		12,1		107 402,2	1 300 266,2
2033	10,4	10,4		10,4		110 087,3	1 144 851,9
2034	8,9	8,9		8,9		112 839,5	1 008 013,5
2035	7,7	7,7		7,7		115 660,4	887 530,7
2036	6,5	6,5		6,5		118 551,9	773 595,0
2037	5,6	5,6		5,6		121 515,7	681 131,0
2038	4,8	4,8		4,8		124 553,6	599 718,8
2039	4,1	4,1		4,1		127 667,5	521 890,3
2040	3,4	3,4		3,4		130 859,2	448 812,6
2041	2,8	2,8		2,8		134 130,6	376 767,0
2042	2,3	2,3		2,3		137 483,9	312 424,6
2043	1,8	1,8		1,8		140 921,0	259 070,3
2044	1,5	1,5		1,5		144 444,0	214 827,6
2045	1,2	1,2		1,2		148 055,1	178 140,4
2046	1,0	1,0		1,0		151 756,5	147 718,5
Итого 2022-2046	338,2	338,2	0,0	338,2			33 260 181,6
2047	0,8	0,8		0,8		155 550,4	122 491,8
2048	0,6	0,6		0,6		159 439,2	101 573,3
2049	0,5	0,5		0,5		163 425,2	84 227,1
2050	0,4	0,4		0,4		167 510,8	69 843,2
2051	0,3	0,3		0,3		171 698,6	57 915,8
2052	0,3	0,3		0,3		175 991,0	48 025,2
2053	0,2	0,2		0,2		180 390,8	39 823,7
2054	0,2	0,2		0,2		184 900,6	33 022,8
2055	0,1	0,1		0,1		189 523,1	27 383,3
2056	0,1	0,1		0,1		194 261,2	22 706,9
2057	0,1	0,1		0,1		199 117,7	18 829,2
2058	0,1	0,1		0,1		204 095,6	15 613,6
2059	0,1	0,1		0,1		209 198,0	12 947,2
2060	0,1	0,1		0,1		214 428,0	10 736,1
Итого 2022-2050	342,1	342,1	0,0	342,1			33 925 320,9

Приложение 45. Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 3 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Затраты на материалы, химреагенты, ГСМ	ГДИС	Услуги сервисных компаний, прочие	КРС/ПРС	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	НИОКР	Затраты на ПАВ	Работы и услуги произв.характера	Затраты на страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	9 342	3 425	21 330	8 118	8 925	37 919	0	0	85	5 100	38 435	7 119	10 016	17 756	34 891	167 569	4 574
2023	15 535	5 696	35 471	10 711	54 371	50 034	1 242	0	112	6 630	132 575	9 394	19 726	29 091	58 211	370 586	6 174
2024	14 866	5 451	33 945	13 381	52 032	62 504	2 988	0	140	8 160	193 150	11 735	25 659	27 428	64 822	451 439	7 978
2025	14 185	5 201	32 390	16 128	49 648	75 336	3 700	0	169	9 690	222 386	14 144	26 281	25 785	66 211	495 045	9 306
2026	12 928	4 740	29 518	16 370	45 246	76 466	4 102	0	171	9 690	205 931	14 356	23 400	23 152	60 908	466 071	9 758
2027	11 153	4 090	25 467	16 615	39 036	77 613	3 866	0	174	9 690	184 602	14 572	20 618	19 679	54 869	427 175	10 521
2028	9 600	3 520	21 919	16 864	33 599	78 778	3 547	0	177	9 690	167 111	14 790	17 809	16 687	49 287	394 090	11 447
2029	8 245	3 023	18 826	17 117	28 857	79 959	3 280	0	179	9 690	151 318	15 012	14 862	14 121	43 995	364 491	12 511
2030	7 085	2 598	16 178	17 374	24 798	81 159	3 045	0	182	9 690	138 759	15 237	12 017	11 955	39 210	340 076	13 788
2031	6 080	2 229	13 884	17 635	21 281	82 376	2 855	0	185	9 690	128 488	15 466	9 145	10 108	34 719	319 423	15 317
2032	5 223	1 915	11 926	17 899	18 280	83 612	2 699	0	187	9 690	53 143	15 698	6 128	8 554	30 380	234 955	13 313
2033	4 482	1 643	10 233	18 168	15 686	84 866	1 903	0	190	9 690	45 016	15 933	3 219	7 232	26 384	218 260	14 628
2034	4 626	1 696	10 563	17 470	16 191	81 605	1 786	0	183	9 180	46 903	15 321	1 001	7 354	23 676	213 879	14 096
2035	3 950	1 448	9 018	17 732	13 823	82 829	1 775	0	186	9 180	39 692	15 551	181	6 186	21 918	201 551	15 792
2036	3 311	1 214	7 561	17 998	11 589	84 072	1 672	83 533	188	9 180	32 909	15 784	326	5 110	21 220	274 448	26 033
2037	2 805	1 029	6 406	18 268	9 819	85 333	2 412	84 260	191	9 180	28 019	16 021	329	4 265	20 615	268 336	30 493
2038	2 362	866	5 393	18 542	8 266	86 613	2 351	84 270	194	9 180	23 372	16 261	189	3 538	19 988	261 397	35 814
2039	1 975	724	4 509	18 820	6 912	87 912	2 290	84 320	197	9 180	32 068	16 505	341	2 914	19 761	268 667	44 684
2040	1 638	601	3 740	18 041	5 733	84 273	2 367	85 200	189	8 670	48 981	15 822	344	2 382	18 548	277 980	56 574
2041	1 327	487	3 031	18 312	4 646	85 537	2 478	85 317	192	8 670	26 143	16 059	198	1 901	18 158	254 298	64 823
2042	1 064	390	2 428	18 586	3 722	86 821	2 245	0	195	8 670	23 669	16 300	357	1 501	18 158	165 947	53 590
2043	813	298	1 857	17 755	2 846	82 939	1 365	0	186	8 160	42 299	15 572	360	1 131	17 062	175 580	75 274
2044	660	242	1 508	18 022	2 311	84 183	1 487	0	189	8 160	20 166	15 805	207	904	16 916	153 843	82 444
2045	536	197	1 224	17 149	1 876	80 106	1 270	0	180	7 650	19 121	15 040	373	724	16 136	145 445	97 429
Итого 2022-2045	143 791	52 723	328 322	403 073	479 497	1 882 844	56 727	506 899	4 221	212 160	2 044 254	353 499	193 084	249 459	796 042	6 910 552	13 427
2046	435	160	994	17 406	1 524	81 307	1 202	0	182	7 650	40 166	15 265	376	579	16 220	167 246	140 040
2047	353	130	807	17 667	1 237	82 527	1 420	0	185	7 650	17 785	15 494	216	463	16 173	145 935	152 745
2048	287	105	655	17 932	1 005	83 765	1 206	0	188	7 650	17 329	15 727	390	370	16 487	146 609	191 813
2049	233	85	532	16 988	816	79 353	1 212	0	178	7 140	39 799	14 898	393	296	15 588	161 924	264 812
2050	189	69	432	17 242	662	80 543	1 379	0	181	7 140	16 826	15 122	226	237	15 585	140 249	286 707
2051	154	56	351	17 501	538	81 752	1 161	0	183	7 140	16 690	15 349	408	190	15 946	141 471	361 507
2052	125	46	285	17 764	437	82 978	1 172	0	186	7 140	40 442	15 579	411	383	16 373	166 946	533 254
2053	101	37	231	16 742	355	78 207	1 422	0	175	6 630	16 638	14 683	236	306	15 225	135 764	542 069
2054	82	30	188	16 993	288	79 380	1 124	0	178	6 630	16 682	14 903	426	245	15 575	137 151	684 504
2055	67	24	153	17 248	234	108 770	1 138	0	181	6 630	41 657	15 127	430	196	15 753	191 854	1 196 903
2056	54	20	124	17 507	190	81 779	1 683	0	183	6 630	16 887	15 354	247	157	15 758	140 815	1 098 113
2057	44	16	101	17 770	154	83 006	1 167	0	186	6 630	17 028	15 584	446	125	16 155	142 257	1 386 700
2058	36	13	82	16 649	125	77 770	1 183	0	174	6 120	43 218	14 601	450	100	15 151	160 521	1 955 910
2059	29	11	66	16 898	102	78 936	1 381	0	177	6 120	17 383	14 820	258	80	15 159	136 262	2 075 408
2060	24	9	54	17 152	83	80 121	1 136	0	180	6 120	17 584	15 042	466	64	15 573	138 033	2 627 979
Итого 2022-2060	146 004	53 535	333 377	662 533	487 245	3 123 037	75 712	506 899	6 938	315 180	2 420 367	581 047	198 464	253 251	1 032 762	9 163 588	17 608

Приложение 46. Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 3 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Текущие расходы (ОС, ДЭС, АВТО)	Затраты на топливо	Услуги сервисных компаний	Услуги условно - постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Затраты на ПАВ	ННОКР	Затраты на страхование	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	8		9	10	11	13	14	15	16	17	18
2022	14	46	3	30 186	774	7 200	0	0	55	233 753	695	47 217	13 196	61 108	333 140	12 493
2023	21	70	5	35 745	917	8 526	0	22 933	65	391 513	824	50 391	19 794	71 009	530 804	13 270
2024	19	65	5	36 281	930	8 654	0	34 400	65	361 348	836	49 841	18 013	68 690	510 457	14 024
2025	18	60	4	36 826	944	8 784	0	32 087	65	334 524	848	49 267	16 392	66 507	479 818	14 486
2026	17	55	4	37 378	958	8 915	0	29 929	65	308 917	861	48 573	14 912	64 346	450 584	14 953
2027	14	48	4	37 939	973	9 049	0	27 908	65	274 853	874	48 056	12 809	61 739	412 592	15 939
2028	13	42	3	38 508	987	9 185	0	24 572	65	246 663	887	47 504	11 003	59 394	379 432	17 064
2029	11	36	3	39 085	1 002	9 323	0	21 635	65	221 650	901	46 806	9 452	57 158	349 969	18 323
2030	10	32	2	39 672	1 017	9 463	0	19 049	65	202 451	914	46 203	8 119	55 236	326 996	19 930
2031	8	27	2	39 672	1 017	9 463	0	16 773	65	185 279	914	45 481	6 974	53 370	305 674	21 689
2032	7	23	2	39 672	1 017	9 463	0	14 768	65	169 598	914	44 612	5 991	51 517	286 131	23 634
2033	6	20	2	39 672	1 017	9 463	0	13 003	65	158 209	914	43 844	5 146	49 904	271 359	26 094
2034	5	17	1	39 672	1 017	9 463	0	11 449	65	148 224	914	43 046	4 421	48 380	258 293	28 914
2035	4	15	1	39 672	1 017	9 463	0	10 080	65	138 890	914	42 100	3 797	46 811	246 017	32 060
2036	4	13	1	39 672	1 017	9 463	60 218	8 875	65	132 256	914	41 255	3 229	45 398	296 981	45 512
2037	3	11	1	39 672	1 017	9 463	60 654	7 736	65	126 566	914	40 380	2 774	44 068	289 255	51 604
2038	3	9	1	39 672	1 017	9 463	60 975	6 811	65	121 135	914	39 357	2 383	42 654	281 805	58 527
2039	2	8	1	39 672	1 017	9 463	61 233	5 997	65	117 954	914	38 435	2 023	41 372	276 783	67 708
2040	2	7	0	39 672	1 017	9 463	61 720	5 219	65	114 073	914	37 484	1 697	40 095	271 332	79 112
2041	2	5	0	39 672	1 017	9 463	62 174	4 488	65	109 891	914	36 384	1 390	38 688	265 464	94 506
2042	1	4	0	39 672	1 017	9 463	0	3 768	65	108 152	914	35 386	1 125	37 424	199 565	87 820
2043	1	4	0	39 672	1 017	9 463	0	3 124	65	105 819	914	34 357	910	36 181	195 345	106 258
2044	1	3	0	39 672	1 017	9 463	0	2 591	65	103 859	914	33 181	736	34 831	191 501	128 760
2045	1	2	0	40 267	1 032	9 604	0	2 148	65	104 259	928	32 108	595	33 631	191 010	158 752
2046	1	2	0	40 871	1 048	9 749	0	1 781	65	103 531	942	31 008	482	32 431	189 478	194 657
Итого 2022-2046	187	624	47	968 161	24 825	230 927	366 974	331 125	1 603	4 623 367	22 306	1 052 275	167 363	1 241 944	7 789 784	23 033
2047	0	2	0	41 484	1 064	9 895	0	1 477	65	103 017	956	29 759	390	31 105	188 108	238 875
2048	0	1	0	42 106	1 080	10 043	0	1 225	65	104 680	970	28 621	315	29 906	189 107	296 840
2049	0	1	0	42 738	1 096	10 194	0	1 016	65	104 855	985	27 453	255	28 693	188 657	366 050
2050	0	1	0	43 379	1 112	10 347	0	842	65	105 153	999	26 131	206	27 337	188 235	451 461
2051	0	1	0	44 029	1 129	10 502	0	698	65	107 572	1 014	24 924	167	26 105	190 101	563 579
2052	0	1	1	44 690	1 146	10 659	0	579	65	108 266	1 030	23 686	341	25 056	190 463	697 961
2053	0	0	1	45 360	1 163	10 819	0	480	65	109 036	1 045	22 287	276	23 607	190 532	863 059
2054	0	0	1	46 041	1 181	10 982	0	398	65	111 940	1 061	21 007	223	22 291	192 897	1 080 067
2055	0	0	1	46 731	1 198	11 145	0	309	65	112 947	1 077	19 696	180	20 953	182 226	1 261 203
2056	0	0	1	47 432	1 216	11 314	0	274	65	114 006	1 093	18 216	146	19 454	182 448	1 560 873
2057	0	0	1	48 144	1 234	11 483	0	227	65	117 250	1 109	16 861	118	18 088	185 009	1 956 464
2058	0	0	1	48 866	1 253	11 656	0	188	65	118 460	1 126	15 472	95	16 694	185 527	2 425 139
2059	0	0	1	49 599	1 272	11 830	0	156	65	119 708	1 143	13 908	77	15 128	185 928	3 004 192
2060	0	0	1	50 343	1 291	12 008	0	129	65	123 216	1 160	12 474	62	13 697	188 741	3 769 636
Итого 2022-2050	190	632	55	1 609 102	41 259	314 368	366 974	339 146	2 506	6 183 474	37 073	1 352 770	170 214	1 560 057	10 417 764	30 451

Приложение 47. Расчет эксплуатационных затрат, включаемы в расходы периода в 3 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации (резервный)
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Административные расходы	Другие общехозяйственные расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2022	14 532	3 489	29 385	6 473	0	140 291	0	0	2 731	344	197 244	0	7 998
2023	14 750	3 542	29 825	6 570	9 923	229 850	0	0	2 772	435	297 667	1 242	13 104
2024	14 971	3 595	30 273	6 668	9 868	222 130	0	0	2 814	527	290 845	2 988	12 355
2025	15 196	3 649	30 727	6 768	8 669	214 042	0	0	2 856	618	282 525	3 700	11 615
2026	15 424	3 703	31 188	6 870	4 420	196 986	0	0	2 899	618	262 108	4 102	10 429
2027	15 655	3 759	31 655	6 973	4 146	171 624	0	0	2 942	619	237 374	3 866	8 865
2028	15 890	3 815	32 130	7 078	3 980	149 173	0	0	2 986	620	215 672	3 547	7 517
2029	16 128	3 873	32 612	7 184	3 536	129 384	0	0	3 031	620	196 368	3 280	6 361
2030	16 370	3 931	33 101	7 292	3 287	112 278	0	0	3 077	621	179 957	3 045	5 385
2031	16 616	3 990	33 598	7 401	3 262	97 306	0	0	3 123	622	165 917	2 855	4 553
2032	16 865	4 049	34 102	7 512	2 926	84 408	0	0	3 170	623	153 654	2 699	3 853
2033	17 118	4 110	34 613	7 625	2 121	73 142	0	0	3 217	623	142 570	1 903	3 258
2034	17 375	4 172	35 133	7 739	2 162	76 240	0	0	3 265	594	146 679	1 786	3 313
2035	17 635	4 234	35 660	7 855	2 006	65 733	0	0	3 314	595	137 033	1 775	2 787
2036	17 900	4 298	36 195	7 973	1 864	55 653	0	0	3 364	595	127 841	1 672	2 302
2037	18 168	4 362	36 737	8 092	2 789	47 617	0	0	3 414	596	121 777	2 412	1 921
2038	18 441	4 428	37 289	8 214	2 562	40 482	0	0	3 466	597	115 478	2 351	1 594
2039	18 717	4 494	37 848	8 337	2 498	34 182	0	0	3 518	598	110 193	2 290	1 313
2040	18 998	4 562	38 416	8 462	2 773	28 632	0	0	3 570	569	105 982	2 367	1 073
2041	19 283	4 630	38 992	8 589	2 730	23 431	0	0	3 624	569	101 849	2 478	857
2042	19 572	4 700	39 577	26 996	2 459	18 958	0	0	3 678	570	116 510	2 245	676
2043	19 866	4 770	40 170	20 640	1 781	14 637	0	0	3 734	541	106 139	1 365	509
2044	20 164	4 842	40 773	16 760	1 714	12 003	0	0	3 790	542	100 586	1 487	407
2045	20 466	4 914	41 384	13 609	1 458	9 842	0	0	3 846	512	96 033	1 270	326
Итого 2022-2045	416 098	99 910	841 382	227 678	82 937	2 248 027	0	0	78 200	13 770	4 008 001	56 727	112 371
2046	24 928	4 988	42 005	11 050	1 646	8 071	0	0	3 904	513	97 106	1 202	0
2047	25 302	5 063	42 635	8 973	1 605	6 618	0	0	3 963	514	94 673	1 420	0
2048	25 681	5 139	43 275	7 286	1 396	5 427	0	0	4 022	515	92 741	1 206	0
2049	26 067	5 216	43 924	5 916	1 626	4 450	0	0	4 082	486	91 766	1 212	0
2050	26 458	5 294	44 583	4 804	1 616	3 649	0	0	4 144	487	91 034	1 379	0
2051	26 855	5 373	45 252	3 901	1 357	2 992	0	0	4 206	488	90 423	1 161	0
2052	27 257	5 454	45 930	3 167	1 601	2 454	0	0	4 269	489	90 621	1 172	0
2053	27 666	5 536	46 619	2 572	1 618	2 012	0	0	4 333	460	90 816	1 422	0
2054	28 081	5 619	47 319	2 088	1 377	1 650	0	0	4 398	461	90 993	1 124	0
2055	28 502	5 703	48 028	1 696	1 584	1 353	0	0	4 464	462	91 792	1 138	0
2056	28 930	5 789	48 749	1 377	1 885	1 109	0	0	4 531	463	92 833	1 683	0
2057	29 364	5 875	49 480	1 118	1 386	910	0	0	4 599	464	93 196	1 167	0
2058	29 804	5 964	50 222	908	1 649	746	0	0	4 668	435	94 395	1 183	0
2059	30 251	6 053	50 976	737	1 645	612	0	0	4 738	436	95 447	1 381	0
2060	25 588	6 144	51 740	599	1 354	502	0	0	4 809	437	91 171	1 136	0
Итого 2022-2060	654 392	147 590	1 242 924	277 436	96 780	2 285 348	0	0	115 521	18 183	4 838 174	68 024	112 371

Приложение 48. Расчет эксплуатационных затрат, включаемы в расходы периода в 3 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

1	Расходы периода			Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			10	11	12
	2	3	4	5	6	7	8	9			
	ФОТ АУП	Другие административные расходы	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
2022	0	184	34 400	75 772	0	0	0	226	110 582	4 546	1 146
2023	0	218	34 400	113 658	0	0	0	257	148 533	453	1 718
2024	0	221	34 400	106 014	0	0	0	258	140 894	460	1 564
2025	0	225	34 400	98 885	0	0	0	259	133 768	466	1 423
2026	0	228	34 400	92 208	0	0	0	259	127 096	473	1 295
2027	0	232	34 400	81 187	0	0	0	260	116 079	588	1 112
2028	0	235	34 400	71 483	0	0	0	261	106 379	487	955
2029	0	239	34 400	62 939	0	0	0	261	97 839	602	821
2030	0	242	34 400	55 416	0	0	0	262	90 321	502	705
2031	0	242	34 400	48 793	0	0	0	262	83 697	502	605
2032	0	242	34 400	42 961	0	0	0	262	77 865	502	520
2033	0	242	34 400	37 826	0	0	0	262	72 730	502	447
2034	0	242	34 400	33 305	0	0	0	262	68 209	502	384
2035	0	242	34 400	29 324	0	0	0	262	64 228	502	330
2036	0	242	34 400	25 560	0	0	0	262	60 464	1 104	280
2037	0	242	34 400	22 505	0	0	0	262	57 409	1 108	241
2038	0	242	34 400	19 815	0	0	0	262	54 719	1 111	207
2039	0	242	34 400	17 243	0	0	0	262	52 148	1 114	176
2040	0	242	34 400	14 829	0	0	0	262	49 733	1 119	147
2041	0	242	34 400	12 448	0	0	0	262	47 353	1 123	121
2042	0	242	34 400	10 323	0	0	0	262	45 227	502	98
2043	0	242	34 400	8 560	0	0	0	262	43 464	502	79
2044	0	242	34 400	7 098	0	0	0	262	42 002	502	64
2045	0	246	34 400	5 886	0	0	0	263	40 794	509	52
2046	0	250	34 400	4 881	0	0	0	264	39 794	517	42
Итого 2022-2046	0	5 911	860 000	1 098 916	0	0	0	6 500	1 971 328	20 297	14 530
2047	0	253	34 400	4 047	0	0	0	264	38 965	524	0
2048	0	257	34 400	3 356	0	0	0	265	38 278	532	0
2049	0	261	34 400	2 783	0	0	0	266	37 710	540	0
2050	0	265	34 400	2 308	0	0	0	267	37 239	548	0
2051	0	269	34 400	1 914	0	0	0	267	36 850	557	0
2052	0	273	34 400	1 587	0	0	0	268	36 528	565	0
2053	0	277	34 400	1 316	0	0	0	269	36 262	573	0
2054	0	281	34 400	1 091	0	0	0	270	36 042	582	0
2055	0	285	34 400	905	0	0	0	271	35 861	479	0
2056	0	290	34 400	750	0	0	0	272	35 711	486	0
2057	0	294	34 400	622	0	0	0	272	35 589	494	0
2058	0	298	34 400	516	0	0	0	273	35 488	501	0
2059	0	303	34 400	428	0	0	0	274	35 405	509	0
2060	0	307	34 400	355	0	0	0	275	35 337	516	0
Итого 2022-2050	0	9 824	1 341 600	1 120 893	0	0	0	10 275	2 482 591	27 705	14 530

Приложение 49. Расчет бюджетной эффективности 3 варианта для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге											Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	7,5%	11,3%	15,5%
												14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2022	5 160	4 691	0	10 016	43	0	17 756	302	579 096	179 437	796 500	740 930	715 376	689 610
2023	6 373	5 793	0	19 726	43	0	29 091	392	959 597	196 117	1 217 132	1 053 224	981 828	912 376
2024	7 621	6 928	0	25 659	44	0	27 428	483	912 813	178 820	1 159 795	933 589	840 287	752 723
2025	8 905	8 095	0	26 281	44	0	25 785	573	893 451	116 485	1 079 620	808 420	702 532	606 657
2026	9 038	8 217	0	23 400	45	0	23 152	573	831 139	109 232	1 004 796	699 899	587 248	488 841
2027	9 174	8 340	0	20 618	46	0	19 679	573	724 111	102 181	884 722	573 266	464 408	372 662
2028	9 312	8 465	0	17 809	46	0	16 687	573	628 531	91 605	773 029	465 947	364 450	281 918
2029	9 451	8 592	0	14 862	47	0	14 121	573	542 947	84 332	674 925	378 432	285 789	213 108
2030	9 593	8 721	0	12 017	48	0	11 955	573	467 022	80 785	590 714	308 106	224 655	161 488
2031	9 737	8 852	0	9 145	49	0	10 108	573	400 931	73 106	512 501	248 662	175 058	121 304
2032	9 883	8 984	0	6 128	49	0	8 554	573	343 564	58 981	436 718	197 110	133 979	89 495
2033	10 031	9 119	0	3 219	50	0	7 232	573	292 376	57 416	380 016	159 551	104 710	67 425
2034	9 736	8 851	0	1 001	51	0	7 354	543	309 799	55 292	392 627	153 345	97 166	60 313
2035	9 882	8 983	0	181	52	0	6 186	543	261 604	51 516	338 946	123 144	75 338	45 080
2036	10 030	9 118	0	326	52	0	5 110	543	197 111	63 454	285 745	96 572	57 044	32 904
2037	10 180	9 255	0	329	53	0	4 265	543	159 302	59 008	242 936	76 376	43 558	24 220
2038	10 333	9 394	0	189	54	0	3 538	543	126 146	57 059	207 256	60 613	33 376	17 890
2039	10 488	9 535	0	341	55	0	2 914	543	95 474	60 211	179 561	48 849	25 971	13 419
2040	10 158	9 235	0	344	56	0	2 382	513	70 820	36 553	130 060	32 914	16 895	8 416
2041	10 310	9 373	0	198	56	0	1 901	513	46 344	13 999	82 695	19 467	9 648	4 633
2042	10 465	9 514	0	357	57	0	1 501	513	37 509	5 454	65 369	14 315	6 850	3 171
2043	10 112	9 193	0	360	58	0	1 131	483	20 589	0	41 925	8 541	3 946	1 761
2044	10 264	9 331	0	207	59	0	904	483	8 856	0	30 103	5 705	2 545	1 095
2045	9 893	8 993	0	373	60	0	724	453	0	0	20 495	3 613	1 556	645
Итого 2022-2045	226 128	205 571	0	193 084	1 217	0	249 459	12 553	8 909 130	1 731 043	11 528 185	7 210 591	5 954 214	4 971 152
2046	10 041	9 128	0	376	61	0	579	453	0	0	20 638	3 384	1 407	562
2047	10 192	9 265	0	216	62	0	463	453	0	0	20 650	3 150	1 265	487
2048	10 345	9 404	0	390	63	0	370	453	0	0	21 024	2 983	1 156	430
2049	9 942	9 038	0	393	64	0	296	422	0	0	20 156	2 661	996	357
2050	10 091	9 174	0	226	64	0	237	422	0	0	20 215	2 482	897	310
2051	10 243	9 312	0	408	65	0	190	422	0	0	20 640	2 357	823	274
2052	10 396	9 451	0	411	66	0	383	422	0	0	21 131	2 245	756	243
2053	9 961	9 055	0	236	67	0	306	392	0	0	20 018	1 979	644	199
2054	10 110	9 191	0	426	68	0	245	392	0	0	20 433	1 879	590	176
2055	10 262	9 329	0	430	69	0	196	392	0	0	20 678	1 769	536	154
2056	10 416	9 469	0	247	71	0	157	392	0	0	20 751	1 651	483	134
2057	10 572	9 611	0	446	72	0	125	392	0	0	21 218	1 570	444	119
2058	10 093	9 176	0	450	73	0	100	362	0	0	20 254	1 394	381	98
2059	10 245	9 313	0	258	74	0	80	362	0	0	20 332	1 302	343	85
2060	10 398	9 453	0	466	75	0	64	362	0	0	20 819	1 240	316	75
Итого 2022-2060	317 449	288 590	0	196 167	1 798	0	252 528	16 385	8 909 130	1 731 043	11 713 091	7 233 711	5 962 748	4 974 189

Приложение 50. Расчет бюджетной эффективности 3 варианта для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге											Дисконтированный доход РК при		
	Налоговые платежи от ФОР ОПН	Налоговые платежи от ФОР АУП	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество и на транспорт	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	7,50%	11,34%	15,50%
												14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16
2022	695	0	0	47 217	43,0	0	13 196	183	243 189	140 224	444 748	413 719	399 450	385 063
2023	824	0	0	50 391	43,6	0	19 794	214	505 517	100 290	677 073	585 894	546 177	507 542
2024	836	0	0	49 841	44,3	0	18 013	214	492 446	98 295	659 688	531 023	477 953	428 147
2025	848	0	0	49 267	45,0	0	16 392	214	476 449	90 760	633 975	474 721	412 541	356 241
2026	861	0	0	48 573	45,6	0	14 912	214	456 046	85 559	606 210	422 261	354 297	294 926
2027	874	0	0	48 056	46,3	0	12 809	214	403 634	82 559	548 192	355 207	287 756	230 909
2028	887	0	0	47 504	47,0	0	11 003	214	357 574	72 237	489 466	295 028	230 762	178 504
2029	901	0	0	46 806	47,7	0	9 452	214	314 751	68 478	440 648	247 072	186 587	139 135
2030	914	0	0	46 203	48,4	0	8 119	214	275 725	64 843	396 066	206 581	150 628	108 275
2031	914	0	0	45 481	48,4	0	6 974	214	241 806	58 253	353 691	171 609	120 812	83 715
2032	914	0	0	44 612	48,4	0	5 991	214	211 338	54 561	317 679	143 382	97 460	65 101
2033	914	0	0	43 844	48,4	0	5 146	214	183 069	54 188	287 423	120 676	79 197	50 996
2034	914	0	0	43 046	48,4	0	4 421	214	158 997	49 105	256 744	100 274	63 538	39 440
2035	914	0	0	42 100	48,4	0	3 797	214	137 563	46 740	231 376	84 062	51 428	30 773
2036	914	0	0	41 255	48,4	0	3 229	214	103 837	56 188	205 684	69 514	41 061	23 685
2037	914	0	0	40 380	48,4	0	2 774	214	87 298	43 626	175 254	55 098	31 423	17 473
2038	914	0	0	39 357	48,4	0	2 383	214	72 632	20 571	136 120	39 809	21 921	11 750
2039	914	0	0	38 435	48,4	0	2 023	214	57 461	1 581	100 677	27 389	14 562	7 524
2040	914	0	0	37 484	48,4	0	1 697	214	44 267	0	84 624	21 416	10 993	5 476
2041	914	0	0	36 384	48,4	0	1 390	214	31 121	0	70 071	16 496	8 176	3 926
2042	914	0	0	35 386	48,4	0	1 125	214	30 985	0	68 671	15 038	7 196	3 331
2043	914	0	0	34 357	48,4	0	910	214	21 552	0	57 994	11 814	5 458	2 435
2044	914	0	0	33 181	48,4	0	736	214	13 738	0	48 831	9 253	4 128	1 775
2045	928	0	0	32 108	49,2	0	595	214	6 084	0	39 978	7 047	3 035	1 258
2046	942	0	0	31 008	49,9	0	482	214	809	0	33 504	5 494	2 285	913
Итого 2022-2046	22 306	0	0	1 052 275	1 188	0	167 363	5 312	4 927 886	1 188 057	7 364 387	4 429 877	3 608 824	2 978 313
2047	956	0	0	29 759	50,7	0	390	214	0	0	31 369	4 785	1 921	740
2048	970	0	0	28 621	51,4	0	315	214	0	0	30 171	4 281	1 660	616
2049	985	0	0	27 453	52,2	0	255	214	0	0	28 959	3 822	1 431	512
2050	999	0	0	26 131	53,0	0	206	214	0	0	27 604	3 389	1 225	423
2051	1 014	0	0	24 924	53,8	0	167	214	0	0	26 373	3 012	1 051	350
2052	1 030	0	0	23 686	54,6	0	341	214	0	0	25 324	2 691	906	291
2053	1 045	0	0	22 287	55,4	0	276	214	0	0	23 876	2 360	768	237
2054	1 061	0	0	21 007	56,2	0	223	214	0	0	22 561	2 074	651	194
2055	1 077	0	0	19 696	57,1	0	180	214	0	0	21 223	1 815	550	158
2056	1 093	0	0	18 216	57,9	0	146	214	0	0	19 726	1 569	459	127
2057	1 109	0	0	16 861	58,8	0	118	214	0	0	18 360	1 359	384	103
2058	1 126	0	0	15 472	59,7	0	95	214	0	0	16 967	1 168	319	82
2059	1 143	0	0	13 908	60,6	0	77	214	0	0	15 402	986	260	64
2060	1 160	0	0	12 474	61,5	0	62	214	0	0	13 972	832	212	51
Итого 2022-2050	37 073	0	0	1 352 770	1 971	0	170 214	8 304	4 927 886	1 188 057	7 686 276	4 464 023	3 620 621	2 982 262

Приложение 51. Расчет налогооблагаемого дохода в 3 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2022	372 812	10 177	3 122 560	265 515	631 208	2 895 480
2023	682 598	11 373	5 044 161	378 753	1 051 957	4 797 983
2024	757 628	13 388	4 776 787	405 874	1 151 767	4 564 063
2025	792 885	14 904	4 540 028	295 157	1 073 898	4 467 257
2026	742 710	15 549	4 165 246	215 485	943 839	4 155 693
2027	677 280	16 682	3 598 777	162 826	825 535	3 620 553
2028	620 826	18 032	3 095 842	120 297	726 333	3 142 656
2029	570 500	19 583	2 653 137	89 721	645 209	2 714 735
2030	528 463	21 426	2 268 977	72 627	585 853	2 335 108
2031	492 748	23 628	1 931 660	55 493	532 775	2 004 655
2032	395 162	22 390	1 707 882	43 205	422 668	1 717 821
2033	365 991	24 530	1 456 366	39 502	389 559	1 461 880
2034	365 657	24 099	1 533 880	31 789	382 125	1 548 994
2035	343 146	26 886	1 294 613	26 286	353 881	1 308 019
2036	406 263	38 537	980 350	27 704	418 183	985 554
2037	394 447	44 824	791 939	23 448	401 873	796 510
2038	380 819	52 176	627 795	20 435	384 993	630 731
2039	382 463	63 610	469 196	23 893	389 850	477 371
2040	387 402	78 843	325 982	20 863	392 443	354 099
2041	359 482	91 635	224 314	18 737	362 159	231 720
2042	285 379	92 158	186 965	23 089	292 168	187 545
2043	283 593	121 580	81 099	20 452	288 473	102 946
2044	256 324	137 362	42 724	18 611	259 129	44 279
2045	243 074	162 827	2 145	23 436	251 471	0
Итого 2022-2045	11 087 651	21 543	44 922 424	2 423 198	13 157 350	44 545 650
2046	265 553	222 356	-64 474	20 877	271 165	0
2047	242 028	253 322	-77 142	19 094	245 627	0
2048	240 556	314 727	-105 350	24 243	249 072	0
2049	254 902	416 870	-144 033	21 640	261 644	0
2050	232 662	475 624	-141 750	19 829	237 369	0
2051	233 055	595 534	-158 507	25 252	242 958	0
2052	258 739	826 456	-197 609	22 558	265 718	0
2053	228 003	910 350	-177 877	20 684	234 004	0
2054	229 268	1 144 252	-188 164	26 368	240 733	0
2055	284 784	1 776 660	-251 079	23 562	293 219	0
2056	235 331	1 835 172	-207 693	21 610	241 587	0
2057	236 620	2 306 534	-213 957	27 559	248 595	0
2058	256 099	3 120 511	-237 515	24 628	266 126	0
2059	233 090	3 550 193	-217 851	22 590	240 860	0
2060	230 340	4 385 392	-217 845	28 813	244 111	0
Итого 2022-2060	13 272 416	25 503	43 667 518	2 623 743	15 405 640	44 545 650

Приложение 52. Расчет налогооблагаемого дохода в 3 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящие на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2022	449 414	16 853,0	1 843 920	861 728	1 077 389	1 215 944
2023	681 508	17 037,7	2 758 492	622 421	912 416	2 527 584
2024	653 374	17 949,8	2 555 286	454 406	746 432	2 462 228
2025	615 476	18 581,0	2 377 402	329 681	610 632	2 382 246
2026	579 448	19 228,9	2 211 361	240 050	510 580	2 280 229
2027	530 370	20 489,2	1 926 867	183 552	439 069	2 018 168
2028	487 254	21 913,3	1 676 283	135 078	375 668	1 787 868
2029	449 231	23 519,6	1 455 709	103 606	331 186	1 573 753
2030	418 524	25 508,6	1 258 728	82 556	298 628	1 378 623
2031	390 479	27 705,9	1 086 299	62 547	267 747	1 209 031
2032	365 018	30 150,6	935 248	48 155	243 575	1 056 691
2033	345 038	33 178,4	799 814	42 677	229 506	915 346
2034	327 388	36 648,6	680 626	33 866	213 029	794 985
2035	311 077	40 538,7	576 453	27 526	199 714	687 817
2036	358 829	54 989,8	414 766	27 839	254 412	519 183
2037	348 013	62 086,5	333 118	23 193	244 640	436 491
2038	337 842	70 165,3	261 877	19 850	236 557	363 162
2039	330 220	80 780,1	191 670	22 317	234 584	287 307
2040	322 331	93 981,3	126 481	19 221	227 479	221 333
2041	314 061	111 807,1	62 706	16 992	221 163	155 604
2042	245 392	107 985,7	67 033	20 261	157 501	154 923
2043	239 390	130 215,8	19 681	17 742	151 312	107 758
2044	234 068	157 380,9	-19 241	15 928	146 137	68 691
2045	232 366	193 122,5	-54 225	19 616	147 722	30 418
2046	229 830	236 112,7	-82 112	17 373	143 672	4 046
Итого 2022-2046	9 795 937	28 964,4	23 464 244	3 448 181	8 620 752	24 639 430
2047	227 597	289 021,7	-105 114	15 807	140 387	0
2048	227 917	357 761,0	-126 350	19 901	143 138	0
2049	226 907	440 266,5	-142 685	17 727	139 779	0
2050	226 023	542 089,6	-156 183	16 212	137 082	0
2051	227 508	674 475,4	-169 593	20 583	140 518	0
2052	227 555	833 889,6	-179 531	18 373	137 662	0
2053	227 367	1 029 913,0	-187 544	16 835	135 166	0
2054	229 522	1 285 132,3	-196 499	21 438	139 020	0
2055	218 566	1 512 717,4	-191 183	19 151	124 769	0
2056	218 646	1 870 551,7	-195 940	17 560	122 200	0
2057	221 091	2 338 032,9	-202 263	22 385	126 226	0
2058	221 515	2 895 571,8	-205 902	20 003	123 058	0
2059	221 842	3 584 475,8	-208 895	18 345	120 479	0
2060	224 595	4 485 723,1	-213 858	23 396	124 775	0
Итого 2022-2050	12 942 589	37 830,9	20 982 703	3 715 895	10 475 011	24 639 430

Приложение 53. Расчет чистой прибыли в 3 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	2 895 480	2 895 480	579 096	2 543 464	179 437	2 364 027
2023	4 797 983	4 797 983	959 597	4 084 564	196 117	3 888 447
2024	4 564 063	4 564 063	912 813	3 863 974	178 820	3 685 154
2025	4 467 257	4 467 257	893 451	3 646 576	116 485	3 530 092
2026	4 155 693	4 155 693	831 139	3 334 108	109 232	3 224 876
2027	3 620 553	3 620 553	724 111	2 874 667	102 181	2 772 485
2028	3 142 656	3 142 656	628 531	2 467 310	91 605	2 375 705
2029	2 714 735	2 714 735	542 947	2 110 191	84 332	2 025 859
2030	2 335 108	2 335 108	467 022	1 801 955	80 785	1 721 171
2031	2 004 655	2 004 655	400 931	1 530 729	73 106	1 457 623
2032	1 717 821	1 717 821	343 564	1 364 318	58 981	1 305 337
2033	1 461 880	1 461 880	292 376	1 163 990	57 416	1 106 574
2034	1 548 994	1 548 994	309 799	1 224 081	55 292	1 168 789
2035	1 308 019	1 308 019	261 604	1 033 009	51 516	981 493
2036	985 554	985 554	197 111	783 239	63 454	719 785
2037	796 510	796 510	159 302	632 637	59 008	573 629
2038	630 731	630 731	126 146	501 649	57 059	444 590
2039	477 371	477 371	95 474	373 722	60 211	313 511
2040	354 099	354 099	70 820	255 162	36 553	218 609
2041	231 720	231 720	46 344	177 970	13 999	163 971
2042	187 545	187 545	37 509	149 456	5 454	144 002
2043	102 946	102 946	20 589	60 510	0	60 510
2044	44 279	44 279	8 856	33 868	0	33 868
2045	0	0	0	2 145	0	2 145
Итого 2022-2045	44 545 650	44 545 650	8 909 130	36 013 294	1 731 043	34 282 251
2046	0	0	0	-64 474	0	-64 474
2047	0	0	0	-77 142	0	-77 142
2048	0	0	0	-105 350	0	-105 350
2049	0	0	0	-144 033	0	-144 033
2050	0	0	0	-141 750	0	-141 750
2051	0	0	0	-158 507	0	-158 507
2052	0	0	0	-197 609	0	-197 609
2053	0	0	0	-177 877	0	-177 877
2054	0	0	0	-188 164	0	-188 164
2055	0	0	0	-251 079	0	-251 079
2056	0	0	0	-207 693	0	-207 693
2057	0	0	0	-213 957	0	-213 957
2058	0	0	0	-237 515	0	-237 515
2059	0	0	0	-217 851	0	-217 851
2060	0	0	0	-217 845	0	-217 845
Итого 2022-2060	44 545 650	44 545 650	8 909 130	33 412 448	1 731 043	31 681 405

Приложение 54. Расчет чистой прибыли в 3 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	1 215 944	1 215 944	243 189	1 600 731	140 224	1 460 507
2023	2 527 584	2 527 584	505 517	2 252 975	100 290	2 152 685
2024	2 462 228	2 462 228	492 446	2 062 840	98 295	1 964 546
2025	2 382 246	2 382 246	476 449	1 900 953	90 760	1 810 193
2026	2 280 229	2 280 229	456 046	1 755 316	85 559	1 669 757
2027	2 018 168	2 018 168	403 634	1 523 234	82 559	1 440 675
2028	1 787 868	1 787 868	357 574	1 318 709	72 237	1 246 472
2029	1 573 753	1 573 753	314 751	1 140 958	68 478	1 072 480
2030	1 378 623	1 378 623	275 725	983 003	64 843	918 160
2031	1 209 031	1 209 031	241 806	844 493	58 253	786 240
2032	1 056 691	1 056 691	211 338	723 910	54 561	669 349
2033	915 346	915 346	183 069	616 745	54 188	562 557
2034	794 985	794 985	158 997	521 629	49 105	472 524
2035	687 817	687 817	137 563	438 890	46 740	392 151
2036	519 183	519 183	103 837	310 929	56 188	254 742
2037	436 491	436 491	87 298	245 820	43 626	202 194
2038	363 162	363 162	72 632	189 244	20 571	168 673
2039	287 307	287 307	57 461	134 209	1 581	132 628
2040	221 333	221 333	44 267	82 215	0	82 215
2041	155 604	155 604	31 121	31 585	0	31 585
2042	154 923	154 923	30 985	36 048	0	36 048
2043	107 758	107 758	21 552	-1 871	0	-1 871
2044	68 691	68 691	13 738	-32 979	0	-32 979
2045	30 418	30 418	6 084	-60 309	0	-60 309
2046	4 046	4 046	809	-82 921	0	-82 921
Итого 2022-2046	24 639 430	24 639 430	4 927 886	18 536 358	1 188 057	17 348 301
2047	0	0	0	-105 114	0	-105 114
2048	0	0	0	-126 350	0	-126 350
2049	0	0	0	-142 685	0	-142 685
2050	0	0	0	-156 183	0	-156 183
2051	0	0	0	-169 593	0	-169 593
2052	0	0	0	-179 531	0	-179 531
2053	0	0	0	-187 544	0	-187 544
2054	0	0	0	-196 499	0	-196 499
2055	0	0	0	-191 183	0	-191 183
2056	0	0	0	-195 940	0	-195 940
2057	0	0	0	-202 263	0	-202 263
2058	0	0	0	-205 902	0	-205 902
2059	0	0	0	-208 895	0	-208 895
2060	0	0	0	-213 858	0	-213 858
Итого 2022-2050	24 639 430	24 639 430	4 927 886	16 054 817	1 188 057	14 866 760

Приложение 55. Расчет потоков денежной наличности в 3 варианте для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)			Срок окупаемости (дисконт 11,34 %)
					7,50%	11,34%	15,50%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2 022	2 364 027	1 576 209	1 576 209	80,5%	1 466 241	1 415 672	1 364 684	
2 023	3 888 447	3 483 662	5 059 871	116,8%	3 014 526	2 810 176	2 611 392	
2 024	3 685 154	3 595 840	8 655 711	133,9%	2 894 509	2 605 234	2 333 750	
2 025	3 530 092	3 752 478	12 408 189	154,0%	2 809 858	2 441 818	2 108 581	
2 026	3 224 876	3 430 807	15 838 996	166,0%	2 389 758	2 005 119	1 669 115	
2 027	2 772 485	2 957 087	18 796 084	172,6%	1 916 079	1 552 233	1 245 582	
2 028	2 375 705	2 542 816	21 338 900	176,7%	1 532 695	1 198 827	927 344	
2 029	2 025 859	2 177 177	23 516 077	179,1%	1 220 748	921 900	687 445	
2 030	1 721 171	1 859 929	25 376 006	180,0%	970 108	707 352	508 462	
2 031	1 457 623	1 586 110	26 962 117	180,4%	769 571	541 778	375 417	
2 032	1 305 337	1 358 480	28 320 596	180,3%	613 141	416 764	278 389	
2 033	1 106 574	1 151 590	29 472 186	179,7%	483 500	317 310	204 321	
2 034	1 168 789	1 215 692	30 687 878	179,4%	474 803	300 855	186 749	
2 035	981 493	1 021 185	31 709 063	178,8%	371 010	226 980	135 818	
2 036	719 785	752 694	32 461 757	176,4%	254 385	150 262	86 674	
2 037	573 629	601 648	33 063 405	174,1%	189 150	107 876	59 983	
2 038	444 590	467 962	33 531 366	84,6%	136 857	75 360	40 394	
2 039	313 511	344 864	33 876 230	64,0%	93 820	49 880	25 773	
2 040	218 609	267 589	34 143 820	57,8%	67 719	34 761	17 315	
2 041	163 971	190 114	34 333 934	46,7%	44 755	22 181	10 651	
2 042	144 002	157 060	34 490 994	46,3%	34 394	16 458	7 618	
2 043	60 510	102 809	34 593 802	36,7%	20 943	9 676	4 317	
2 044	33 868	54 034	34 647 836	20,9%	10 239	4 568	1 965	
2 045	2 145	166	34 648 002	0,1%	29	13	5	
Итого 2022-2045	34 282 251	34 648 002	34 648 002	156,8%	21 778 840	17 933 053	14 891 743	
2 046	-64 474	-24 308	34 623 694	-10,1%	-3 986	-1 658	-663	
2 047	-77 142	-59 358	34 564 336	-24,9%	-9 054	-3 635	-1 401	
2 048	-105 350	-108 174	34 456 162	-41,5%	-15 350	-5 950	-2 210	
2 049	-144 033	-104 234	34 351 928	-44,4%	-13 759	-5 150	-1 844	
2 050	-141 750	-124 924	34 227 004	-54,1%	-15 339	-5 543	-1 913	
2 051	-158 507	-164 323	34 062 681	-64,3%	-18 769	-6 549	-2 179	
2 052	-197 609	-157 168	33 905 514	-67,2%	-16 699	-5 626	-1 804	
2 053	-177 877	-165 394	33 740 120	-71,2%	-16 347	-5 317	-1 644	
2 054	-188 164	-195 786	33 544 334	-77,2%	-18 001	-5 653	-1 685	
2 055	-251 079	-209 423	33 334 912	-80,7%	-17 912	-5 431	-1 560	
2 056	-207 693	-190 806	33 144 106	-81,2%	-15 181	-4 444	-1 231	
2 057	-213 957	-222 758	32 921 348	-84,9%	-16 487	-4 660	-1 244	
2 058	-237 515	-194 297	32 727 051	-82,6%	-13 377	-3 651	-940	
2 059	-217 851	-200 468	32 526 583	-86,0%	-12 839	-3 383	-839	
2 060	-217 845	-227 493	32 299 090	-88,3%	-13 553	-3 448	-825	
Итого 2022-2060	31 681 405	32 299 090	32 299 090	125,4%	21 562 187	17 862 955	14 869 762	

Приложение 56. Расчет потоков денежной наличности в 3 варианте для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)			Срок окупаемости (дисконт 11,34 %)
					7,50%	11,34%	15,50%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2022	1 460 507	1 410 362	1 410 362	126,3%	1 311 964	1 266 716	1 221 092	
2023	2 152 685	2 544 198	3 954 560	195,5%	2 201 577	2 052 336	1 907 159	
2024	1 964 546	2 325 894	6 280 454	214,4%	1 872 253	1 685 141	1 509 538	
2025	1 810 193	2 144 717	8 425 171	222,4%	1 605 965	1 395 613	1 205 153	
2026	1 669 757	1 978 674	10 403 845	225,6%	1 378 262	1 156 427	962 641	
2027	1 440 675	1 715 528	12 119 373	224,8%	1 111 596	900 514	722 613	
2028	1 246 472	1 493 135	13 612 508	224,1%	899 995	703 948	544 534	
2029	1 072 480	1 294 131	14 906 639	222,2%	725 622	547 985	408 622	
2030	918 160	1 120 611	16 027 250	219,8%	584 492	426 181	306 349	
2031	786 240	971 519	16 998 769	217,7%	471 375	331 848	229 949	
2032	669 349	838 947	17 837 715	215,4%	378 653	257 378	171 922	
2033	562 557	720 765	18 558 481	212,5%	302 616	198 600	127 882	
2034	472 524	620 749	19 179 230	210,0%	242 441	153 621	95 356	
2035	392 151	531 040	19 710 270	207,5%	192 934	118 035	70 628	
2036	254 742	386 998	20 097 268	202,7%	130 792	77 257	44 563	
2037	202 194	328 761	20 426 029	198,7%	103 358	58 947	32 777	
2038	168 673	289 808	20 715 837	90,2%	84 755	46 670	25 016	
2039	132 628	250 581	20 966 418	83,5%	68 170	36 243	18 727	
2040	82 215	196 288	21 162 706	74,4%	49 674	25 499	12 701	
2041	31 585	141 476	21 304 181	57,4%	33 305	16 507	7 926	
2042	36 048	144 200	21 448 381	73,2%	31 578	15 111	6 994	
2043	-1 871	103 948	21 552 330	62,5%	21 175	9 783	4 365	
2044	-32 979	70 880	21 623 210	45,7%	13 432	5 992	2 577	
2045	-60 309	43 951	21 667 161	26,9%	7 747	3 337	1 384	
2046	-82 921	20 610	21 687 771	14,9%	3 380	1 405	562	
Итого 2022-2046	17 348 301	21 687 771	21 687 771	177,3%	13 827 115	11 491 094	9 641 033	0
2047	-105 114	-2 097	21 685 674	-1,5%	-320	-128	-49	
2048	-126 350	-21 670	21 664 004	-14,1%	-3 075	-1 192	-443	
2049	-142 685	-37 830	21 626 174	-28,2%	-4 993	-1 869	-669	
2050	-156 183	-51 031	21 575 144	-38,3%	-6 266	-2 264	-782	
2051	-169 593	-62 022	21 513 122	-40,9%	-7 084	-2 472	-822	
2052	-179 531	-71 265	21 441 857	-54,0%	-7 572	-2 551	-818	
2053	-187 544	-78 509	21 363 348	-59,8%	-7 760	-2 524	-780	
2054	-196 499	-84 560	21 278 788	-56,1%	-7 775	-2 442	-728	
2055	-191 183	-78 236	21 200 553	-65,8%	-6 691	-2 029	-583	
2056	-195 940	-81 934	21 118 619	-69,4%	-6 519	-1 908	-529	
2057	-202 263	-85 012	21 033 607	-61,3%	-6 292	-1 778	-475	
2058	-205 902	-87 442	20 946 165	-74,8%	-6 020	-1 643	-423	
2059	-208 895	-89 187	20 856 978	-76,7%	-5 712	-1 505	-373	
2060	-213 858	-90 643	20 766 336	-65,8%	-5 400	-1 374	-329	
Итого 2022-2050	14 866 760	20 766 336	20 766 336	147,3%	13 745 636	11 465 414	9 633 230	0

Приложение 57. Расчет удельного норматива в ликвидационный фонд 1 варианта для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
	Кол-во скважин		7
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	34 168,42
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	41 072,92
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	1 381,60
4	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	76 622,94
5	На депозитном счете по состоянию на 01.07.2021	тыс.тенге	0,00
6	Остаток затрат в ликвидационный фонд	тыс.тенге	76 622,94
7	Накопленная добыча нефти за расчетный период	тыс.тонн	352,38
8	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	217,45

Приложение 58. Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 1 варианта для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Норматив отчислений	Планируемые отчисления по годам, в тыс/тенге
2022	29,3	217,4	6378,4
2023	44,0	217,4	9567,6
2024	37,6	217,4	8180,3
2025	36,1	217,4	7855,6
2026	32,4	217,4	7045,4
2027	27,5	217,4	5988,6
2028	23,3	217,4	5072,5
2029	19,7	217,4	4283,1
2030	16,6	217,4	3619,2
2031	14,0	217,4	3052,3
2032	11,9	217,4	2577,6
2033	10,0	217,4	2173,3
2034	11,0	217,4	2388,9
2035	9,2	217,4	2001,4
2036	7,3	217,4	1579,9
2037	5,7	217,4	1246,4
2038	4,5	217,4	970,9
2039	3,5	217,4	758,3
2040	2,7	217,4	593,8
2041	2,1	217,4	463,5
2042	1,7	217,4	361,7
2043	1,2	217,4	257,9
2044	0,9	217,4	206,3
Итого 2022-2044	352,4		76 622,9

Приложение 59. Расчет удельного норматива в ликвидационный фонд 1 варианта для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

№ п/п	Наименование	Ед.	Показатель
		измерения	
1	2	3	4
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	11 616,00
2.	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	67,44
3.	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	452,16
4.	Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	тыс.тенге	328,02
5.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	12 463,62
8.	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс.тонн	332,55
9.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	37,48

Приложение 60. Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 1 варианта для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	5
2022	26,67	37,48	999,43
2023	40,00	37,48	1 499,14
2024	36,40	37,48	1 364,22
2025	33,12	37,48	1 241,44
2026	30,13	37,48	1 129,39
2027	25,89	37,48	970,14
2028	22,24	37,48	833,35
2029	19,10	37,48	715,85
2030	16,41	37,48	614,91
2031	14,09	37,48	528,21
2032	12,11	37,48	453,73
2033	10,40	37,48	389,76
2034	8,93	37,48	334,80
2035	7,67	37,48	287,59
2036	6,22	37,48	233,06
2037	5,03	37,48	188,54
2038	4,07	37,48	152,53
2039	3,29	37,48	123,40
2040	2,66	37,48	99,83
2041	2,15	37,48	80,76
2042	1,74	37,48	65,34
2043	1,41	37,48	52,86
2044	1,14	37,48	42,76
2045	0,92	37,48	34,59
2046	0,75	37,48	27,99
Итого 2022-2046	332,55		12 463,62

Приложение 61. Расчет удельного норматива в ликвидационный фонд 3 варианта для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Показатель
1	2	3	4
	Кол-во скважин		13
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	59 018,18
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	50 966,70
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	2 386,40
4	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	112 371,28
5	На депозитном счете по состоянию на 01.07.2021	тыс.тенге	0,00
6	Остаток затрат в ликвидационный фонд	тыс.тенге	112 371,28
7	Накопленная добыча нефти за расчетный период	тыс.тонн	514,67
8	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	218,34

Приложение 62. Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 3 варианта для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресориз», тыс. тенге

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Норматив отчислений	Планируемые отчисления по годам, в тыс/тенге
2022	36,6	218,3	7998,4
2023	60,0	218,3	13104,5
2024	56,6	218,3	12355,4
2025	53,2	218,3	11615,2
2026	47,8	218,3	10428,9
2027	40,6	218,3	8864,6
2028	34,4	218,3	7517,0
2029	29,1	218,3	6360,8
2030	24,7	218,3	5385,2
2031	20,9	218,3	4553,3
2032	17,6	218,3	3853,4
2033	14,9	218,3	3257,7
2034	15,2	218,3	3312,8
2035	12,8	218,3	2786,6
2036	10,5	218,3	2301,7
2037	8,8	218,3	1921,3
2038	7,3	218,3	1593,6
2039	6,0	218,3	1312,8
2040	4,9	218,3	1072,8
2041	3,9	218,3	856,5
2042	3,1	218,3	676,1
2043	2,3	218,3	509,3
2044	1,9	218,3	407,4
2045	1,5	218,3	325,9
Итого 2022-2045	514,7		112 371,3

Приложение 63. Расчет удельного норматива в ликвидационный фонд 3 варианта для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

№ п/п	Наименование	Ед.	Показатель
		измерения	
1	2	3	4
1.	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	13 552,00
2.	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	67,44
3.	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	527,52
4.	Платежи за выбросы при демонтажных работах и размещение отходов	тыс.тенге	382,69
5.	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	14 529,65
8.	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс.тонн	338,21
9.	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/тонна	42,96

Приложение 64. Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 3 варианта для ТОО «САУТС-ОЙЛ», тыс. тенге

Год	Годовая добыча нефти, тыс. тонн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс. тенге
1	2	3	5
2022	26,67	42,96	1 145,62
2023	40,00	42,96	1 718,44
2024	36,40	42,96	1 563,78
2025	33,12	42,96	1 423,04
2026	30,13	42,96	1 294,59
2027	25,89	42,96	1 112,06
2028	22,24	42,96	955,26
2029	19,10	42,96	820,56
2030	16,41	42,96	704,87
2031	14,09	42,96	605,48
2032	12,11	42,96	520,11
2033	10,40	42,96	446,77
2034	8,93	42,96	383,78
2035	7,67	42,96	329,66
2036	6,53	42,96	280,34
2037	5,61	42,96	240,81
2038	4,81	42,96	206,85
2039	4,09	42,96	175,62
2040	3,43	42,96	147,34
2041	2,81	42,96	120,68
2042	2,27	42,96	97,63
2043	1,84	42,96	78,98
2044	1,49	42,96	63,89
2045	1,20	42,96	51,69
2046	0,97	42,96	41,82
Итого 2022-2050	338,21		14 529,65

ПРОТОКОЛ № 91-1
НТС ТОО Проектный институт «ОPTIMUM»

г. Актау

15.09.2021 г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Председатель НТС:

Малютина А.Е. – зам.генерального директора по науке

Члены НТС:

Карайдарова А.Н. – руководитель службы по разработке

Абекеева К.М. – руководитель службы подсчёта запасов

Драган Н.А. – руководитель службы петрофизики

Пагуба Н.С. – руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа

Кулиев Ю.М. – главный специалист службы проектирования и строительства скважин.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Отчёт о НИР: «Проект разработки месторождения Бухарсай» с ПредОВОС по состоянию на 01.06.2021 г., выполненный по Договору № 2101007 от 11.01.2021 г.

Докладчик: Ведущий специалист службы по разработке – Баспаев Е. Т.

Целью данной работы является проектирование рациональной, экономически обоснованной системы разработки месторождения Бухарсай.

Нефтяное месторождение Бухарсай открыто в 2017 году скважиной 3, в которой при опробовании арыскупского горизонта нижнего мела был получен промышленный приток нефти.

Недропользователями месторождения являются:

АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» (север) согласно контракту №1928 от 27.12.2005 г. на разведку углеводородного сырья на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39E; XXVII-37, 38, 39 в Карагандинской области Республики Казахстан.

ТОО «Саутс-Ойл» (юг) контракт №662 от 24.04.2001 г. на разведку УВС в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F (частично) в Карагандинской и Кызылординской областях Республики Казахстан.

Настоящий проект выполнен на основании Пересчета запасов нефти и растворенного газа, выполненного по состоянию на 02.01.2021 г.

По состоянию на 02.01.2021 года геологические / извлекаемые запасы нефти категории C_1 по месторождению в целом составили 3108 / 1175 тыс.т. По контрактной территории АО «ПКР» запасы нефти геологические / извлекаемые равны 1944 / 709 тыс.т., по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» запасы нефти геологические / извлекаемые равны 1164 / 466 тыс.т.

Геологические запасы растворенного газа категории C_1 по месторождению составили 92 млн.м³ из них извлекаемые 29,5 млн. м³. По контрактной территории АО «ПКР» геологические запасы растворенного газа равны – 64 млн. м³, извлекаемые – 18,3 млн. м³, по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» геологические запасы – 28 млн. м³, извлекаемые – 11,2 млн. м³.

По состоянию на 01.06.2021 г. на месторождении пробурены 22 скважины, из них 16 скважин на территории АО «ПКР» и 6 скважин на территории ТОО «Саутс Ойл». В

эксплуатационном фонде числятся 16 скважин, из них 10 скважин на территории АО «ПККР» и 6 скважин на территории ТОО «Саутс Ойл». В ожидании освоения после бурения числятся 1 скважина, ликвидированных 5 скважин, все скважины ликвидированы по геологическим причинам, все на территории АО «ПККР»

В целом по месторождению на дату отчета добыто 182,52 тыс.т нефти, 198,86 тыс.т жидкости, 4,35 млн. м³ газа. Текущая обводненность равна 9,41%, выработанность запасов - 15,86%. Текущий дебит по нефти 39,18 т/сут, по жидкости 43,25 т/сут. Достигнутый коэффициент нефтеизвлечения – 0,06 д.ед.

Контрактная территория АО «ПККР»

Залежь на территории АО «ПККР» находилась в пробной эксплуатации два периода: первый длился с 20.08.2018 по 09.06.2019 гг., второй - с 01.09.2020 по 31.03.2021 г.г

За период пробной эксплуатации было добыто нефти 140,10 тыс.т, жидкости 143,51 тыс.т, газа 2,60 млн. м³. Текущая обводненность 1,32%, выработанность запасов 20,30%. Текущий дебит по нефти 51,30 т/сут, по жидкости 51,98 т/сут.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»

Залежь на территории ТОО «Саутс Ойл» находилась в пробной эксплуатации 1 раз в период 01.09.2020 г. по 23.04.2021 г.

На дату отчета было добыто нефти 42,41 тыс.т, жидкости 51,56 тыс.т, газа 1,67 млн. м³. Текущая обводненность 20,60%, выработанность запасов 9,10%, газовый фактор 40,0 м³/т. Текущий дебит по нефти 28,09 т/сут, по жидкости 35,38 т/сут.

В рамках проекта рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Бухарсай. Далее показатели были дифференцированы по недропользователям и проведена экономическая оценка каждого варианта разработки. Выделено 3 объекта разработки на территории АО «ПККР» и 1 объект разработки на территории ТОО «Саутс Ойл».

Контрактная территория АО «ПККР»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин на режиме истощения пластовой энергии. Максимальный фонд добывающих скважин составит 11 ед. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 10 скважин в период с 2022 по 2024 гг. В 2022 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающие и 2 нагнетательные скважины. В 2023 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающих и 2 нагнетательных. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Все скважины будут буриться на основной I объект. Максимальный фонд добывающих скважин составит 16 ед, фонд нагнетательных скважин - 5 ед. ППД предусмотрено только на I объекте.

3 вариант предусматривает бурение скважин в количестве 8 ед. В 2022 г. предусмотрено бурение 3 скважин, из них 1 добывающая и 2 нагнетательные. В 2023 г. запланировано бурение 3 скважин, из них 1 добывающая скважина и 2 нагнетательные скважины. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Максимальный фонд скважин 14 ед., нагнетательных 5 ед. С 2036 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин на режиме истощения пластовой энергии. Максимальный фонд добывающих скважин составит 6 ед.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 1 добывающей скважины в 2022 г. Максимальный фонд добывающих скважин составит 7 ед, фонд нагнетательных скважин - 2 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть.

3 вариант предусматривает бурение в количестве 1 нагнетательной скважины в 2022 г. Максимальный добывающий фонд скважин 6 ед., нагнетательный 3 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть. С 2036 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

На основе технико-экономического анализа для рациональной разработки месторождения выбран 2 вариант, обеспечивающий выработку всех утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды.

Контрактная территория АО «ПККР»:

Вариант 2 в сравнении с рассмотренными первым и третьим вариантами разработки имеет наиболее привлекательные экономические показатели.

Суммарные поступления за рентабельный период составит 63 110,6 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 24 300,6 тенге. За этот период будет добыто 568,9 тыс.т. нефти и достигается КИН- 0,365 д.ед.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

Суммарные поступления за рентабельный период составит 41 413,0 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 24 379,4 тенге. За этот период будет добыто 423,6 тыс.т. нефти и достигается КИН- 0,400 д.ед.

В обсуждении приняли участие:

Малютина А.Е., Абекеева К.М., Драган Н.А., Карайдарова А.Н., Пагуба Н.С., Кулиев Ю.М.

Постановили:

1. Направить отчет «Проект разработки месторождения Бухарсай» на согласование к Заказчику.

Председатель

Секретарь



Малютина А.Е.

Туримбетова У.А.

ПРОТОКОЛ

геолого-технического совещания

ТОО «Саутс Ойл» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

г. Кызылорда

«01» октября 2021 г.

Присутствовали:

От ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

- Малютина А.Е. - Заместитель генерального директора по науке;
Карайдарова А.Н. - Руководитель службы разработки;
Баспаев Е. Т. - Ведущий специалист службы разработки.

От АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

- Муканов А.Р. - Заместитель председателя правления по геологии и разработке;
Агиманов Ж.О. - Заместитель старшего технического директора;
Жусупов К.А. - Заместитель директора по разработке месторождений;
Асанов К.Е. - Начальник отдела департамента разработки и добычи;
Адранов А. А. - Начальник отдела департамента геологии и разработки;
Ширдавлетов Н.Т. - Инженер I категории департамента разработки и добычи.

От ТОО «Саутс Ойл»

- Мухаметрахимов Ш.К. - Вице-президент по геологии и разработки;
Жунисов Г.А. - Главный геолог;
Арымбеков К.А. - Ведущий инженер геолог.

Повестка дня:

**Рассмотрение НИР «Проект разработки месторождения Бухарсай»,
выполненный ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ».**

По вопросу повестки дня выступил ведущий специалист Баспаев Ерлан

Проект разработки месторождения Бухарсай выполнен согласно Технического задания выданного недропользователями АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» проектному институту и в соответствии с требованиями ЕПРКИН и методических рекомендаций по составлению проектов разработки.

Цель работы – проектирование и обоснование рациональной, экономически обоснованной системы разработки и добычи нефти на месторождении Бухарсай после проведения Пересчета запасов нефти и газа.

Настоящий проект выполнен на основании Подсчета запасов нефти и газа выполненного в 2021г. по состоянию на 02.01.2021 г.

В административном отношении месторождение Бухарсай расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан.

В тектоническом отношении месторождение находится в Северо-Западной части Аксайской горст антиклинали.

Недропользователями месторождения являются:

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР) согласно контракту №1928 от 27.12.2005 г. на разведку углеводородного сырья на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Карагандинской области Республики Казахстан.

ТОО «Саутс-Ойл» за №662 от 24.04.2001 г. на разведку УВС в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F(частично) в Карагандинской и Кызылординской областях Республики Казахстан.

В 2018 году по контрактной территории АО «ПККР» месторождения Бухарсай был составлен первый «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай, по состоянию изученности на 01.11.2017г» и утвержден в ГКЗ РК, протокол за №1912-18-П от 19.03.2018г.

На основании утвержденного отчета ОПЗ по территории АО «ПККР» был выполнен «Проект пробной эксплуатации м/я Бухарсай» и утвержден комитетом геологии и недропользования МИР РК, письмо за №27-5-1044-и от 03.07.2018г.

На основании, которого на месторождении Бухарсай, по контрактной территории АО «ПККР» в период с августа 2018 года по июнь 2019 года была проведена пробная эксплуатация месторождения.

На территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» пробная эксплуатация не проводилась.

В 2019 году для двух недропользователей АО «ПККР» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» имеющие единую залежь нефти были посчитаны общие запасы и составлен второй «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай, по состоянию изученности на 01.07.2019г» и утвержден в ГКЗ РК, протокол за №2149-20-П от 21.01.2020г.

В 2020 году на основании Оперативного подсчета запасов составлен единый «Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай» для двух недропользователей со сроком реализации до 24.04.2021г. и согласован ЦКРР РК МЭ РК, протокол за №4/14 от 24.09.2020г.

По результатам бурения проектных скважин в рамках реализации ППЭ м/я Бухарсай были получены новые данные о геологическом строении месторождения, уточнены контуры залежей нефти в отложениях нижнего неокома (М-II), проведены промысловые исследования скважин.

В 2021 году компанией ТОО «ОПТИМУМ» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай» по состоянию изученности на 02.01.2021 г. и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №2329-21-У от 30.06.2021 г.).

Согласно выполненному «Подсчету запасов» утвержденные запасы по месторождению составили:

На дату 02.01.2021 года начальные геологические запасы нефти категорий C_1 по месторождению в целом составили 3108 тыс.т, из них извлекаемые запасы нефти промышленных категорий C_1 в целом по месторождению составили 1175 тыс.т. По контрактной территории АО «ПККР» геологические запасы – 1944 тыс.т., извлекаемые – 709 тыс.т., по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» геологические запасы – 1164 тыс.т., извлекаемые – 466 тыс.т.

Геологические запасы растворенного газа категории C_1 составили 92 млн.м³ из них извлекаемые 29,5 млн. м³. По контрактной территории АО «ПККР» геологические запасы – 64

млн. м³, извлекаемые – 18,3 млн. м³, по контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» геологические запасы – 28 млн. м³, извлекаемые – 11,2 млн. м³.

По состоянию на 01.06.2021 г. на месторождении пробурено 22 скважин, из них 16 скважин на территории АО «ПКР» и 6 скважин на территории ТОО «Саутс Ойл». В эксплуатационном фонде числятся 16 скважины, из них 10 скважин на территории АО «ПКР» и 6 скважин на территории ТОО «Саутс Ойл». На контрактной территории АО «ПКР» в ожидании освоения после бурения числятся 1 скважина. Ликвидированных скважин 5 единиц на территории АО «ПКР», скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В рамках проекта рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Бухарсай в целом по всему месторождению. Далее показатели были дифференцированы по недропользователям и проведена экономическая оценка каждого варианта разработки.

Контрактная территория АО «ПКР»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин на режиме истощения пластовой энергии. Максимальный фонд добывающих скважин составит 11 ед. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 10 скважин в период с 2022 по 2024 гг. В 2022 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающие и 2 нагнетательные скважины. В 2023 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающих и 2 нагнетательных. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Все скважины будут буриться на основной I объект. Максимальный фонд добывающих скважин составит 16 ед, фонд нагнетательных скважин - 5 ед. ППД предусмотрено только на I объекте.

3 вариант предусматривает бурение скважин в количестве 8 ед. В 2022 г. предусмотрено бурение 3 скважин, из них 1 добывающая и 2 нагнетательные. В 2023 г. запланировано бурение 3 скважин, из них 1 добывающая скважина и 2 нагнетательные скважины. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Максимальный фонд скважин 14 ед., нагнетательных 5 ед. С 2036 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин на режиме истощения пластовой энергии. Максимальный фонд добывающих скважин составит 6 ед.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 1 добывающей скважины в 2022 г. Максимальный фонд добывающих скважин составит 7 ед, фонд нагнетательных скважин - 2 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть.

3 вариант предусматривает бурение в количестве 1 нагнетательной скважины в 2022 г. Максимальный добывающий фонд скважин 6 ед., нагнетательный 3 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть. С 2036 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый 2 вариант, обеспечивающий выработку всех утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый 2 вариант, обеспечивающий выработку всех утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды.

Контрактная территория АО «ПКР»:

Вариант 2 в сравнении с рассмотренными первым и третьим вариантами разработки месторождения Бухарсай имеет наиболее привлекательные экономические показатели. Суммарные поступления за рентабельный период составит 63 110,6 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 24 300,6 тенге. За этот период будет добыто 568,9 тыс.т. нефти и достигается КИН- 0,365 д.ед.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

Суммарные поступления за рентабельный период составит 41 413,0 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 24 379,4 тенге. За этот период будет добыто 423,6 тыс.т. нефти и достигается КИН- 0,400 д.ед.

В ходе выполнения доработки «Проекта разработки месторождения Бухарсай» недропользователями были выданы замечания и рекомендации по разрабатываемому проектному документу.

Проектным институтом приняты во внимание предложенные рекомендации и устранены выданные замечания недропользователей.

При обсуждении проекта ТС отмечает:

1. В проекте были учтены рекомендации и замечания, высказанные членами технического совета;
2. «Проект разработки месторождения Бухарсай» выполнен в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. № 239) и Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений (утвержденный приказом Министра энергетики РК от 24.08.2018 г. № 239).

После обмена мнениями и обсуждения ТС ПОСТАНОВИЛ:

1. Принять «Проект разработки месторождения Бухарсай» после устранения замечаний и рекомендаций;
2. Представить «Проект разработки месторождения Бухарсай» для проведения оценки воздействия на окружающую среду, а также скрининга воздействий намечаемой деятельности в РГУ Департамент экологии Кызылординской области.
3. Представить проект в ЦКРР МЭ РК.

От ТОО «САУТС - ОЙЛ»



Мухаметрахимов Ш. К.

От АО «ПетроКазахстан
Кумколь Ресорсиз»



Муканов А. Р.