

**ТОО «Жаксымай Ойл»
ТОО «АктюбНИГРИ»**

УТВЕРЖДАЮ:

**Генеральный директор
ТОО «Жаксымай Ойл»**

_____ **Қ. Шәмілұлы**
« ____ » _____ **2022 г.**

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖАКСЫМАЙ
В АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**Генеральный директор
ТОО «АктюбНИГРИ»:**

Б.К. Баймагамбетов

г. Актобе, 2022г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Нормоконтролёр:

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ТОО «Wings Oil»/Вингс Ойл»
Базарбаева А. Т.



«28» апреля 2022 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на оказание услуг по подготовке проектной документации
по месторождению Жаксымай**

1. Целевое назначение работ: предоставление услуг по подготовке проектной документации на проведение промышленной разработки месторождения Жаксымай:

- Проект разработки месторождения Жаксымай;
- Проект «Оценка воздействия на окружающую среду либо раздел охраны окружающей среды (ОВОС/РООС) к «Проекту разработки месторождения Жаксымай».

2. Основание на проведение работ: -

- Согласно Протоколу №203092 от 23 апреля 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам ТОО «Wings Oil»/Вингс Ойл» определен победителем аукциона по участку месторождения Жаксымай в Актыбинской области Республики Казахстан (Добыча углеводородов. Границы участка недр указаны в Извещении о проведении аукциона – По контуру отвода. Географические координаты (в.д. – с.ш.):

1. 56° 20' 0" 49° 21' 40"
2. 56° 25' 0" 49° 24' 50"
3. 56° 25' 0" 49° 21' 55"
4. 56° 22' 10" 49° 20' 18" . Площадь участка недр составляет – 24,6 кв.км.).

- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
- Правила проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317.

3. Краткая характеристика месторождения и проведенных работ:

Нефтяное месторождение Жаксымай находится в Темирском районе Актыбинской области, в 65 км запад-северо-западнее г. Темир. Геологоразведочные работы проводились в 1926-1937 гг. Структура выявлена гравиметрической и сейсмической съемками 1930-1931 гг.

Месторождение открыто в 1933 г.

В 1931-32г.г. С.Ф.Больших проводилась разведка методом преломленных волн. Данные этой съемки, несмотря на некоторую неточность, дали первое представление о форме соляного штока.

В 1934-35г.г. детальную сейсмическую съемку методом преломленных волн в масштабе 1:25000 провел Н.Г.Терсинцев. В 1941 году данные Н.Г.Терсинцева были переинтерпретированы Н.И.Пузевым. В результате второй интерпретации была составлена структурная карта по кровле соли, рисующая соляное тело с двумя подъемами в районе выходов верхней юры в поселке Джаксымай/глуб.275м/ и к югу в пределах третичной мульды/ с глубиной 300м./

Сейсморазведка отраженных волн была поставлена на Джаксымае в 1936-37г.г. в целях

получения глубины залегания кровли пермотриаса. Но так как от пермотриаса не было получено четких отражений, большинство разрезов было построено по отдельным отражающим площадкам.

В 1936 году А.И.Кутуковым была проведена газовая съемка, в результате которой было установлено, что содержание горючих газов в подпочвенном воздухе колеблется от 0 до 0,03%, соответствуя содержанию газа в нефтяном районе и не зависит от случайных почвенных примесей. На основании полученных данных была построена газовая карта.

В 1942 году Щеголевым была описана сплошная канава от Шубара-Кудука до Джаксымая, вскрытая для укладки нефтепровода.

Крелиусное бурение на Джаксымае не проводилось, если не считать 2-х крелиусных скважин, заложенных в юго-западной части района для проверки наличия сброса.

С 1931 года на Джаксымае было начато бурение разведочных скважин с глубинами от 400 до 1300 м. В результате бурения скважин установлена нефтеносность юрских и пермотриасовых отложений. С 1939 года на Джаксымае началось интенсивное эксплуатационное бурение.

Продуктивное отложение нерасчлененного пермотриаса и нижней юры представлены терригенными породами. Глубины залегания нефтяных залежей 330-380 м. По типу ловушки они относятся к пластовым тектонически экранированными. Пористость песчаных разностей находится в пределах 24,9-33,4%, проницаемость 0,03-0,08 мкм³, коэффициент нефтенасыщенности 0,73-0,79. При общей толщине 35-45 м, эффективная составляет 9-12 м. и нефтенасыщенная – 7,5-8,5 м. Начальное пластовое давление в пермотриасовой залежи 5,5 МПа, в нижнеюрской -3,5 МПа. Сведения о пластовой температуре отсутствует. Дебиты нефти не превышали 5,9 м³/сут. Нефти имеют плотность 849-904 кг/м³ и содержит серы 0,29-0,4%, парафина 0,17-0,84%, смол и асфальтенов 12-20%. В нижней юре вода гидрокарбонатнонатриевая с плотностью 1036 кг/м³, в триасе – хлоркальциевая, плотность 1086 кг/м³. После длительного периода разработки месторождение введено в 1975 г. в консервацию.

На месторождении пробурено более 111 поисковых скважин, с глубиной от 300 м. до 1800 м.

Площадь месторождения составляет 24,6 км².

Площадь геологического отвода 336 км².

Месторождения Жаксымай в течение 45 лет не разрабатывается и находится в консервации.

4. Перечень исходных данных, представляемых Исполнителю после подписания Договора на оказание услуг:

- сведения о недропользователе;
- сведения о проведенных геологоразведочных работах на месторождении
- отчеты о результатах интерпретации сейсмосъемки 2Д/3Д (текст, графика);
- подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения
- предыдущие проекты разработки месторождения и анализ разработки месторождения
- данные, полученные в процессе реализации предыдущего проектного документа
- данные по имеющимся скважинам на дату составления проекта
- данные промыслово-геофизических, гидродинамических, химико-физических и пр. исследований;
- другая информация, согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

5. Техническое задание на составление «Проекта промышленной разработки месторождения Жаксымай» (далее «Проект»)

5.1 Основные требования к Проекту:

5.1.1 Проект выполняется согласно действующим «Методическим указаниям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» с учётом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждённые приказом МЭ РК от 15.06.2018г №239).

5.1.2. Предусмотреть расконсервацию 3 (трех) скважин, бурение: в 202. г. 2 (двух) независимых скважин; в 202. г. 3 (трех) зависимых скважин;

5.1.3. Отчёт выполняется по состоянию наг., с учётом текущих геолого-промысловых данных, результатов бурения и проведённых ГТМ.

В окончательном виде Отчёт состоит из 2-х томов: Материалы проектных документов на разработку могут содержать все данные, позволяющие производить экспертизу проектных решений без личного участия авторов. Эти материалы могут включать реферат (аннотацию), основную часть и текстовые приложения (том I), табличные приложения (том II) и графические приложения. Последние рекомендуется оформлять отдельной папкой, либо прилагать к тому I.

Том 1. Текст отчёта;

Том 2. Табличные приложения.

Том 1. В том I рекомендуется включать текстовую часть всех разделов, в которых раскрывается существо рассматриваемых вопросов и приводить необходимые обоснования принимаемых решений.

Объемы и детальность проработки отдельных разделов, как правило, может определяться авторами проектных документов в зависимости от сложности строения залежей, числа объектов разработки и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования и т.д.

Текст отчёта должен содержать:

- Реферат;

- Введение;

1. Общие сведения о месторождении;

2. Геолого-физическая характеристика месторождения;

2.1. Характеристика геологического строения

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

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды.

2.4 Физико-гидродинамические характеристики.

2.5 Запасы нефти и газа.

3. Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки;

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

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов разработки

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

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

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

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

4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки;

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

- 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр
5. Технико-экономический анализ проектных решений;
 - 5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.
6. Техника и технология добычи нефти и газа;
 - 6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.
 - 6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов
 - 6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин
 - 6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа
 - 6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента
 - 6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения
 - 6.7 Техника и технология добычи природного газа
7. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
 - 7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ
 - 7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин
8. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа, конденсата и объемов буровых работ;
9. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования;
10. Охрана недр и окружающей среды;
11. Мероприятия по доразведке месторождения;
12. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений;
13. Расчёт размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Том 2. Табличные приложения

Табличные приложения, приводимые в томе II, могут содержать результаты расчетов.

Графические приложения

В данном разделе могут быть приложены графические приложения к проектным документам на разработку, необходимые для обоснования и экспертизы принятых решений и прогнозируемых технологических показателей материалы.

Перечень рекомендуемых графических приложений может включать в себя следующие карты, профили, схемы:

- структурную карту по кровле базисного продуктивного горизонта;
- геологические разрезы (профили);
- карты эффективных нефтенасыщенных толщин пластов;
- карты эффективных газонасыщенных толщин пластов;
- карты разработки;
- карты изобар;
- схему расположения пробуренных и проектных скважин, выполненную на картах нефтенасыщенных/газонасыщенных толщин;
- сводную карту расположения пробуренных и проектных скважин объектов разработки.

Графические приложения как правило нумеруются по соответствующим разделам проектных документов, необходимые пояснения по содержанию графических приложений приводятся по тексту соответствующих разделов.

Геологические разрезы (профили), карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин пластов, карты разработки и карты изобар рекомендуется приводить для всех выделенных для самостоятельной разработки объектов разработки.

5.2. Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Получение заключения государственной экологической экспертизы;

- Получение заключения независимого эксперта Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК);
- Защита настоящего проектного документа в ЦКРР РК;
- Получение заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки в сфере углеводородов (ЦКРР РК).

6. Техническое задание на проект «Оценка воздействия на окружающую среду либо раздел охраны окружающей среды (ОВОС/РООС) к «Проекту разработки месторождения Жаксымай»

6.1 Состав работы:

6.1.1 Состав разделов Проекта ОВОС/РООС и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.

6.1.2 Выполнить анализ современного состояния компонентов окружающей среды в районе размещения объекта:

- Состояние воздушного бассейна
- Состояние водной среды
- Состояние территории и геологической среды
- Состояние растительного и животного мира
- Физические воздействия
- Социальные условия проживания и здоровья населения.

6.1.3 Выполнить предварительную оценку воздействия на окружающую среду при проведении работ в рамках «Проекта промышленной разработки месторождения Жаксымай» (источники, виды, степень и зоны воздействия, в том числе вид, состав, ориентировочные объемы загрязняющих веществ, характер образующихся отходов производства и потребления - вид, объем, класс токсичности) с учетом технических решений, по компонентам:

- Воздушный бассейн (предоставить расчеты в Excel)
- Водная среда
- Территории размещения и геологическая среда
- Растительности и почвы
- Животный мир
- На социальные условия проживания и здоровья населения
- Социально-экономическое развитие территории

6.1.4 Определить мероприятия по снижению негативных воздействий на окружающую среду и социальные условия проживания.

6.1.5 Выполнить предварительную оценку экологического риска.

6.1.6 Выполнить предварительный расчет платежей за нанесение ущерба окружающей среды, в соответствии с действующими методиками

6.1.7 Разработать рекомендации по организации производственного экологического контроля.

6.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта ОВОС/РООС:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно «Правилам проведения общественного слушания», утвержденных приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;
- Согласование проектного документа в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение заключения государственной экологической экспертизы.

7. Сроки выполнения работ по проектной документации на разработку месторождения Жаксымай

- Проект разработки месторождения Жаксымай: апрель-сентябрь 2022 г.;

- Проект «Оценка воздействия на окружающую среду либо раздел охраны окружающей среды (ОВОС/РООС) к «Проекту разработки месторождения Жаксымай»: сентябрь-декабрь 2022 г.

8. Количество экземпляров:

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

9. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

9.1. Наличие лицензии на вид деятельности: лицензия на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. Подвид: составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья;

9.2. Наличие лицензии на выполнение и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

9.3. Наличие у потенциального поставщика опыта, обязательное участие основных специалистов, главных специалистов по геологии, геофизике, разработке, гидродинамическому моделированию которые являются авторами проектной документации на проведение геологоразведочных работ в Южно-Эмбенском нефтегазоносном районе;

9.4. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, при необходимости должны учитываться в проектной документации;

9.5. Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком;

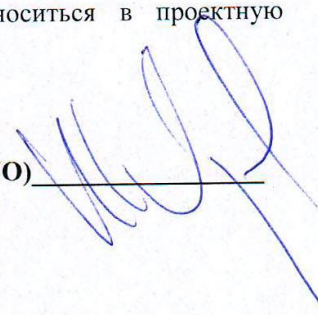
9.6. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя с согласования с Заказчиком;

9.7. Вся переписка и корреспонденция с контролируемыми органами должна осуществляться с согласования Заказчика;

9.8. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после согласования с Заказчиком.

Главный геолог

(ФИО) _____



ОГЛАВЛЕНИЕ
КНИГА 1. Текст

п/№	№ глав	Наименование	Стр.
1	2	3	4
		РЕФЕРАТ	
		ВВЕДЕНИЕ	
1		1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	
2		2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
	2.1	Характеристика геологического строения	
	2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	
	2.3	Состав и свойства нефти, газа воды	
	2.4	Физико-гидродинамические характеристики	
	2.5	Запасы нефти и газа	
3		3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	
	3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	
	3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	
	3.2.1	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	
	3.2.2	Анализ выработки запасов нефти из пластов	
	3.2.3	Анализ эффективности реализуемой системы разработки	
	3.2.4	Энергетическое состояние разработки месторождения	
	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	
	3.3.2	Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	
	3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	
	3.4.1	Обоснование выделения объектов разработки	
	3.4.2	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	
	3.4.3	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	
	3.4.4	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения	
	3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей разработки	
4		4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	
	4.1	Технологические показатели вариантов разработки	

1	2	3	4
4	4.2	Экономические показатели вариантов разработки	
	4.2.1	Общие положения	
	4.2.2	Доходы по проекту	
	4.2.3	Капитальные вложения	
	4.2.4	Эксплуатационные затраты	
	4.2.5	Налоговая система	
	4.2.6	Показатели экономической оценки вариантов разработки	
	4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр	
5	5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ		
6	6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА		
	6.1	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	
	6.3	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	
	6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	
	6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	
7	7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН		
	7.1	Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ	
	7.2	Выполнение требований к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	
8	8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ		
9	9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ		
10	10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ		
	10.1	Характеристика воздействия на геологическую среду	
	10.2	Охрана недр при разработке месторождений	
	10.3	Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	
	10.3.1	Обоснование размера санитарно-защитной зоны	
	10.3.2	Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения	
	10.4	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	
	10.5	Почвы	
	10.6	Растительный покров	
	10.7	Животный мир	
	10.8	Производственные отходы предприятия	
	10.8.1	Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов на окружающую среду	
	10.9	Радиационная безопасность	
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ		

12	РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ		
	12.1	Объемы и этапы ликвидационных работ	
	12.2	Затраты на демонтаж оборудования месторождения	
	12.3	Рекультивация земли	
	12.6	Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования	
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ		
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	1.1.	Общие сведения о месторождении	
2	2.2.1	Характеристика толщин по горизонтам	
3	2.2.2	Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта	
4	2.2.3.	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности залежей горизонтов	
5	2.3.1.	Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	
6	2.3.2	Физико-химические свойства нефтей РТ и J ₁ горизонтов и их смеси	
7	2.3.3	Компонентный состав растворенного газа	
8	2.3.4.	Химический состав пластовых вод нефтяных горизонтов месторождения	
9	2.5.1.	Подсчет запасов нефти по состоянию изученности на 01.01.1963г.	
10	2.5.2.	Остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.1963г.	
11	3.1	Результаты опробования скважин месторождения Жаксымай	
12	3.2.1	Темп добычи нефти и воды по годам	
13	3.2.2	Характеристика состояния разработки пермотриасового горизонта	
14	3.2.3	Характеристика разработки юрской залежи	
15	3.2.1.1	Сведения о пробуренных на месторождении скважинах и состоянии разработки продуктивных горизонтов	
16	3.2.2.1	Остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.1963г.	
17	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки	
18	3.4.2	Сравнение исходных данных по вариантам разработки	
19	3.4.3	Программа бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин по вариантам разработки	
20	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай (вариант II)	
21	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай по II варианту	
22	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай (вариант II)	
23	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай по II варианту	
24	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по месторождению	

		и жидкости по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай по I варианту	
3	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай (вариант I)	
4	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай по I варианту	
5	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по месторождению Жаксымай (вариант I)	
6	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Жаксымай по I варианту	
7	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай (вариант III)	
8	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай по III варианту	
9	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай (вариант III)	
10	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай по III варианту	
11	4.1.17	Характеристика основного фонда скважин по месторождению Жаксымай (вариант III)	
12	4.1.18	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Жаксымай по III варианту	
13			
14			
15			
16			
17			
18			

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	Наименование приложения	№.№ прил.	№.№ листа	Масштаб	Степень секретности прил.
1	2	3	4	5	6
1	Геологические профили по линиям I-I и II-II	1	1	г.1:5000 в. 1:5000	н/с
2	Структурные карты по кровле коллектора а) пермотриасовый горизонт б) нижнеюрский горизонт	2	1	1:5000	н/с
3	Карты нефтенасыщенных толщин а) пермотриасовый горизонт б) нижнеюрский горизонт	3	1	1:5000	н/с

4	Карта суммарных отборов нефти а) пермотриасовый горизонт б) нижнеюрский горизонт	4	1	1:5000	н/с
5	Карта текущих отборов нефти и воды а) пермотриасовый горизонт б) нижнеюрский горизонт	5	1	1:5000	н/с
6	Схема расположения проектных и пробуренных скважин. (I, II, III вариант)	6	1	1:5000	н/с

Руководитель проекта: В.Ч.Ли

Ответственные исполнители: М.С. Баянов, Н.В. Горяева

«Проект разработки месторождения Жаксымай » состоит из I книги и I папки с графическими приложениями.

Книга содержит 124 страницы, 32 таблицы, 19 рисунков.

Папка содержит 9 графических приложений.

Количество использованной литературы – 14 источников.

Компакт диск 1. Электронная версия отчета.

Организация, выполнившая проект: ТОО «АктюбНИГРИ», г.Актобе, ул.Мирзояна, 17.

РЕФЕРАТ

Составитель реферата:

Баянов М.С.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ «Проект разработки месторождения Жаксымай» разработан согласно Договора от 28 апреля 2021г. между ТОО «АктюбНИГРИ» и ТОО «Жаксымай Ойл», согласно Техническому заданию недропользователя, Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г., «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) и «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.).

Недропользователем участка месторождения Жаксымай является ТОО «Жаксымай Ойл» на основании перехода права недропользования от ТОО «Wings Oil»/Вингс Ойл» в пользу ТОО «Жаксымай Ойл» на основании Дополнения № 1 от 14 октября 2022 года (рег.№ 5116-УВС) к Контракту №4936-УВС МЭ от 24 июня 2021 года на добычу углеводородов на участке месторождения Жаксымай в Актюбинской области Республики Казахстан. Площадь участка недр составляет – 24,6 кв.км., глубина отработки – минус 660 м, согласно Горному отводу № 507-Д УВ от 14.09.2022 года, выданный РГУ «Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК.

Месторождение нефти Жаксымай открыто в 1933г. С 1931 года на месторождении было начато бурение разведочных скважин с глубинами от 400 до 1300 м. В результате бурения скважин установлена нефтеносность юрских и пермотриасовых отложений. С 1939 года на Жаксымае началось интенсивное эксплуатационное бурение. Всего на месторождении Жаксымай пробурено 102 скважины, из них 49 разведочных, 50 эксплуатационных и 3 скважины структурного назначения. Впервые извлекаемые запасы нефти пермотриасового горизонта были утверждены ВКЗ 15.06.1945г. по состоянию изученности на 01.01.1945г. В 1963г. был утвержден подсчет запасов нефти по пермотриасовому и юрскому горизонту по состоянию изученности на 01.01.1963г. (Протокол ГКЗ №4136 от 01.11.1963г.).

После длительного периода разработки месторождение введено в 1975 г. в консервацию.

На дату составления данного проекта недропользователем представлены только материалы отчета «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Джаксымай Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», составленный объединением «Казахстаннефть» по состоянию на 01.01.1963 года. Несмотря на тщательные поиски других материалов по месторождению: дел скважин, проектов разработки, отчетов по анализу разработки и др., [недропользователю вышеотмеченные материалы найти не удалось. В связи с этим](#), для составления данного проекта были использованы данные, имеющиеся в указанном отчете.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Жаксымай расположено в Темирском районе Актюбинской области.

Районный центр г.Темир расположен на юго-восток от месторождения на расстоянии 85км, обласной центр г.Актобе расположен севернее на расстоянии 130км.

Месторождение расположено в районе с резко континентальным климатом. Для района работ характерны значительные суточные и сезонные колебания температур, а также ветра, от умеренных до сильных в течение большей части года. Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до -40°C) и жарким летом (до $+40^{\circ}\text{C}$). Количество осадкой крайне мало. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Глубина промерзания почвы – до 1,5-2,0 метра.

Гидрографическая сеть представлена рекой Уил с впадающими в нее притоками. По долинам реки Уил и ее притоков располагается целый ряд озер и стариц, а также наблюдаются многочисленные выходы источников с пресной водой. Абсолютные отметки в районе месторождения колеблются от +156 до + 320м.

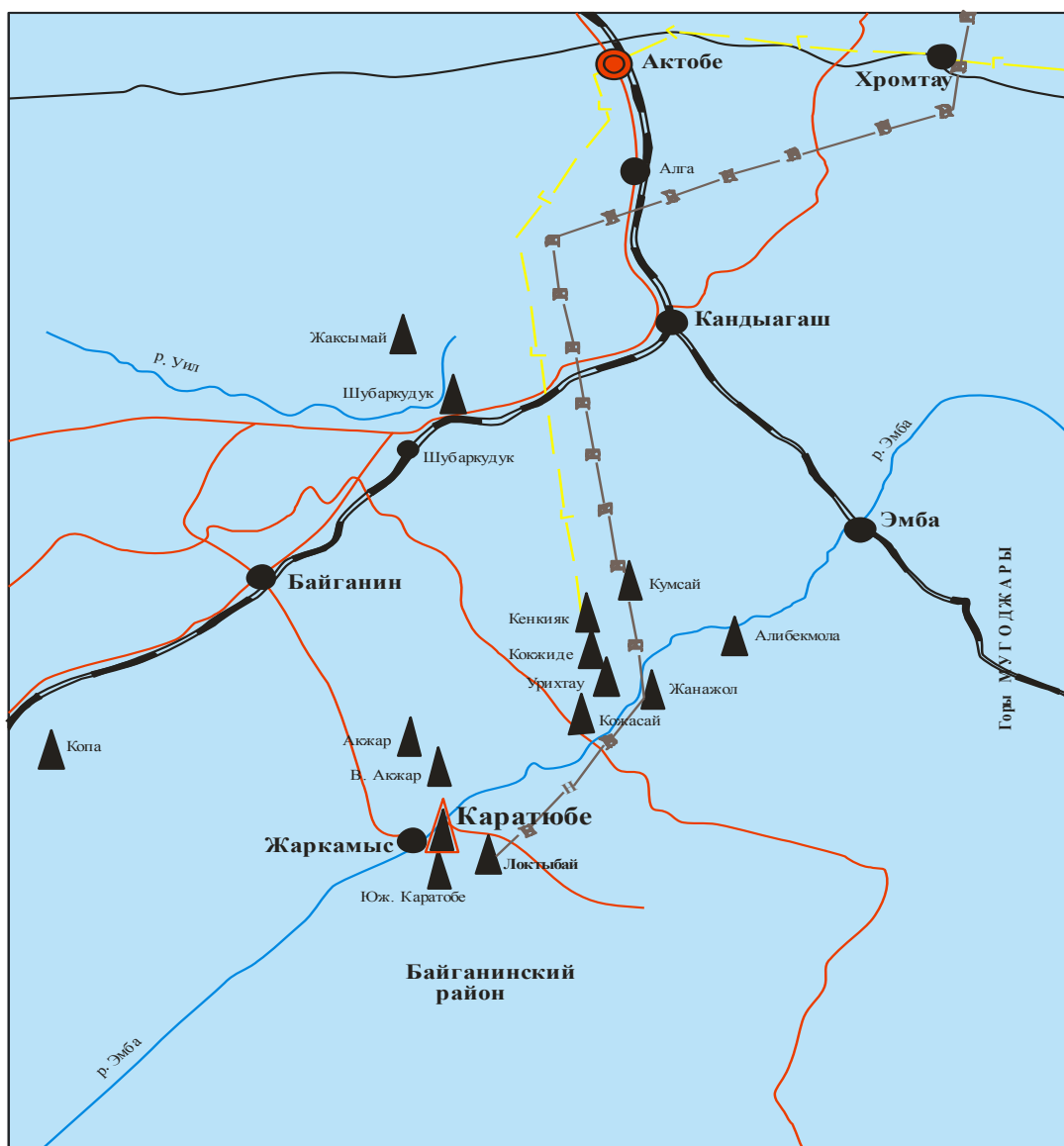
Местность полупустынная. Растительность бедная, характерная для полупустынь: распространены кустарники высотой до 0,5 метров, верблюжья колючка и полынь, местами растет камыш. Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, представленного, в основном, колониями грызунов.

Таблица 1.1. Общие сведения о месторождении

НАИМЕНОВАНИЕ	ПОКАЗАТЕЛИ
1. Административное расположение площади работ	Актюбинская область
2. Рельеф местности	слабовсхолмленная равнина с многочисленными балками, оврагами и т.д.
3. Состояние местности	Пастбища
4. Растительный покров	типичный для засушливых степей (ковыль, разнотравье)
5. Температура воздуха: максимальная летом минимальная зимой	до $+40^{\circ}\text{C}$ до -40°C
6. Количество осадков за год (среднее за 10 лет)	не более 250 мм
7. Максимальная глубина промерзания грунта	1,5 – 2,0 м
8. Преобладающее направление и наибольшая скорость ветра	С - В; 10-15 м/сек.
9. Количество ветреных дней в зимний период	более 30 дней
10. Толщина снежного покрова, мм	250
11. Водоснабжение: источник технического водоснабжения источник питьевого водоснабжения источник хозяйственно-бытового водоснабжения	Привозная вода Бутилированная вода Привозная вода
12. Сведения о теплоснабжении	Автономная котельная
13. Сведения об энергоснабжении	дизель-электростанция

ОБЗОРНАЯ КАРТА

Масштаб 1: 2000 000



Условные обозначения

	Месторождение нефти		Автомобильные дороги
	Газопровод		г. Актобе
	Нефтепровод		Рассматриваемая площадь
	Железная дорога		

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В геологическом строении месторождения Жаксымай принимает участие гидрохимические осадки пермского возраста, слагающие соляной купол и перекрывающие их отложения пермотриасового, юрского, мелового, неоген-палеогенового и четвертичного возрастов. Общая мощность надсолевых отложений равна 850м.

Пермская система Р. Отложения системы, вскрытые в сводовых частях и на крыльях солянокупольных структур, представлены кунгурским ярусом нижней перми и верхнепермскими отложениями.

Нижний отдел P_1 . Кунгурский ярус $P_1 k$. Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении Жаксымай, являются отложения кунгурского яруса. Представлены они белой кристаллической солью. Соль перекрыта кепроком, состоящим из гипса и ангидрита с прослоями черной известковой глины и песчаника общей мощностью до 29м. Максимальная вскрытая мощность гидрохимических пород составляет 122м.

Пермотриас РТ. Нерасчлененная толща верхней и перми и триаса представлена пестроцветными глинами с прослоями песков и песчаников. Глины серые, темно-серые, зеленые, зеленовато-серые, кирпично-красные, шоколадные, плотные, сланцеватые, с раковистым изломом, иногда комковатые. Пески серые и зеленоватые, мелко- и среднезернистые. Песчаники серые, зеленые и коричневые, мелкозернистые, слюдистые. В глинах, песках и песчаниках встречаются скопления обуглившихся растительных остатков, прослой угля. Размытая поверхность пермотриаса отмечается переходом от водоносных песков нижней юры к пачке пестроцветных глин. Мощность пермотриасовых отложений изменяется от 30м (скв. №3) до 1472м (скв. №23).

Юрская система J. Нижний отдел J_1 . Юрские отложения, залегающие на размытой поверхности пермотриаса, представлены всеми тремя отделами. Отложения нижней юры представлены песками средне- и крупнозернистыми с включением хорошо окатанной гальки. В нижней части встречаются прослой темно-бурых песчанистых глин с растительными остатками. Для нижней юры характерно наличие водоносных песков, часто переходящих в гравий и даже в галечники. Мощность нижнеюрских отложений до 120м.

Средний отдел J_2 . Граница между отложениями нижней и средней юры весьма нечеткая и проводится условно. Средняя юра сложена чередованием глин и тонкозернистых песков. Породы обычно окрашены в серые и бурые тона. Пески тонко- и косослоистые. В толще встречены остатки флоры и многочисленные тонкие прослой бурого угля. Общая мощность средней юры изменяется от 61 до 298м.

Верхний отдел J_3 . Верхнеюрские отложения слагают с поверхности сводовую часть восточного крыла купола Жаксымай и представлены серыми известняками с тонкими прослоями желтовато-серых песков выше которых залегает горизонт охристого фосфоритизированного песчаника, перекрытого мергелистой глиной. Мощность верхней юры 9-12м. В южной части купола верхняя юра отсутствует, и глины неокома залегают на средней юре.

Меловая система К. Нижняя часть нижнего мела, в основном, глинистая и по возрасту относится к готериву и баррему. Неоком по литологическому составу делится на две пачки: нижнюю глинистую и верхнюю песчаную. Общая мощность неокома в пределах месторождения Жаксымай составляет 80м. Отложения апта представлены темно-серыми глинами, в верхней части которых отмечаются включения глауконитового песка. Альб представлен переслаиванием серых глин и песков. Мощность апт-альбских отложений изменяется от 64 до 94м.

В составе верхнего мела встречены породы сеномана, сенона, кампана и маастриха. Общая мощность верхнего мела не превышает 30-40м.

Третичные (палеоген и неоген) отложения несогласно залегают на отложениях верхнего мела и представлены в основном глинами, а **четвертичные** отложения - песками и суглинками мощностью 1-2м.

В тектоническом отношении месторождение Жаксымай расположено в восточной части Прикаспийской впадины и приурочено к одноименному соляному куполу.

Соляной купол Жаксымай относится к группе частично прорванных соляных куполов, где соль находится в контакте с отложениями пермотриаса, почти сплошным чехлом прикрывающими соляной шток. Соляной шток имеет форму эллипса, вытянутого в меридиональном направлении с рядом отрогов. На юго-западе ответвляется в виде удлиненного эллипса соляной купол Кызылкум, связанный с Жаксымаем небольшим переходом. От южного конца Жаксымайского купола также в юго-западном направлении отходит слабо выраженный купол Кумакжал. На северо-западе продолжением купола Жаксымай является купол Жаманагаш, а на юго-востоке – Ашыбулак (Рис.2.1.1).

Минимальные отметки глубины залегания соли отмечаются в северной, наиболее приподнятой части купола и составляют 300-275м. Западный склон соляного купола круче восточного, где углы наклона соляного штока изменяются от 42° на севере до 70° на юге.

Надсолевой комплекс отложений на куполе Жаксымай грабеном меридионального простирания, разветвляющимся в юго-западном направлении, делится на три крыла – западное, юго-западное и восточное (Рис.2.1.2).

Западное крыло ограничено с востока и юго-востока сбросом грабена F₁, падение этого сброса в центральной части крыла восточное, а в южной – юго-восточное. Амплитуда его по подошве неокома 170-200м. В тектоническом отношении этот участок представляет собой структуру примыкания, с востока ограниченную сбросом F₁.

В сводовой части западного крыла под четвертичными отложениями залегают породы апта, которые в направлении погружения крыла постепенно перекрываются более молодыми альбскими, сеноманскими и сенонскими отложениями.

Поперечным сбросом F₇ западное крыло делится на два поля: северное и южное. Падение сброса имеет южное направление, амплитуда его по кровле пермотриаса 20-30м. Западное крыло является основным промысловым участком.

Юго-западное крыло является опущенным по сравнению к западному и восточному крыльям. Крыло с востока, северо-востока и севера ограничено сбросом грабена F₃. Угол падения сброса 55-56°, амплитуда сброса по кровле пермотриаса 75м. Сводовая часть крыла сложена породами альба, сменяющимися на юго-западе сеноманскими отложениями. Соль на юго-западном крыле вскрыта на глубине 450м. Углы падения соли крутые и достигают 70°.

Восточное крыло приурочено к пологому восточному склону соляного купола. С запада крыло ограничено сбросами F₂ и F₃. Сбросом F₅ крыло делится на два поля: северное и южное.

Северное поле представляет собой полукупол, обрезанный с запада сбросом F₂ и востока F₅. В сводовой части поле сложено верхнеюрскими отложениями. Сменяющимися на восток и север более молодыми породами до сеномана включительно. Соль здесь залегает на глубине 275м и прорывает отложения пермотриаса и большей части нижней юры.

Южное поле отделяется от северного грабеном, сужающимся в этой части и имеющим форму клина. В наиболее приподнятой части поле сложено отложениями альба, которые в направлении погружения пород сменяются сеноманскими отложениями.

Центральный грабен купола Жаксымай шириной 400-500м имеет меридиональное простирание и сложен сенонскими породами. Западная и северо-восточные ветви грабена также сложены с поверхности сенонскими отложениями.

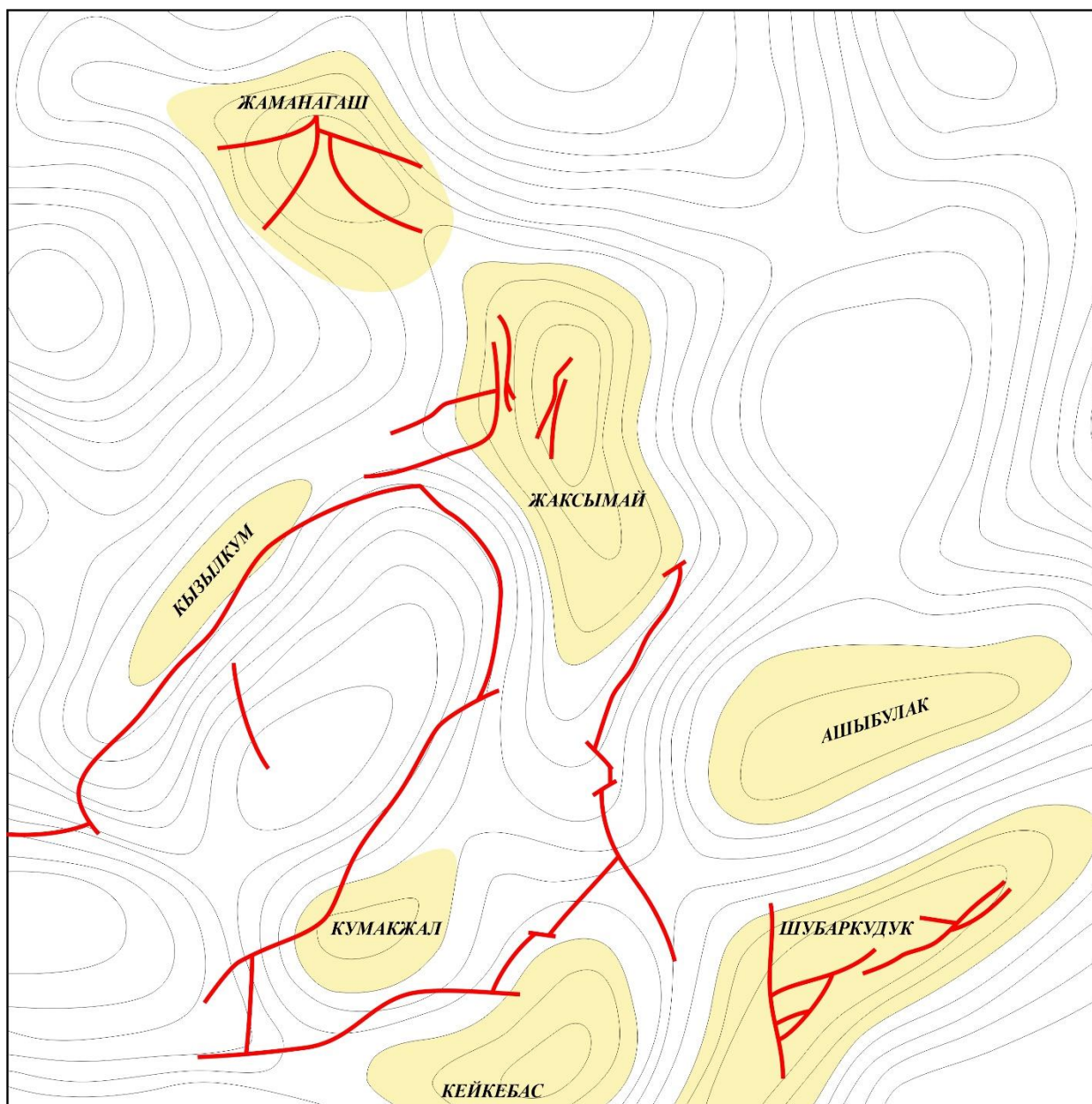


Рис. 2.1.1. Тектоническая схема соляных куполов в районе месторождения Жаксымай

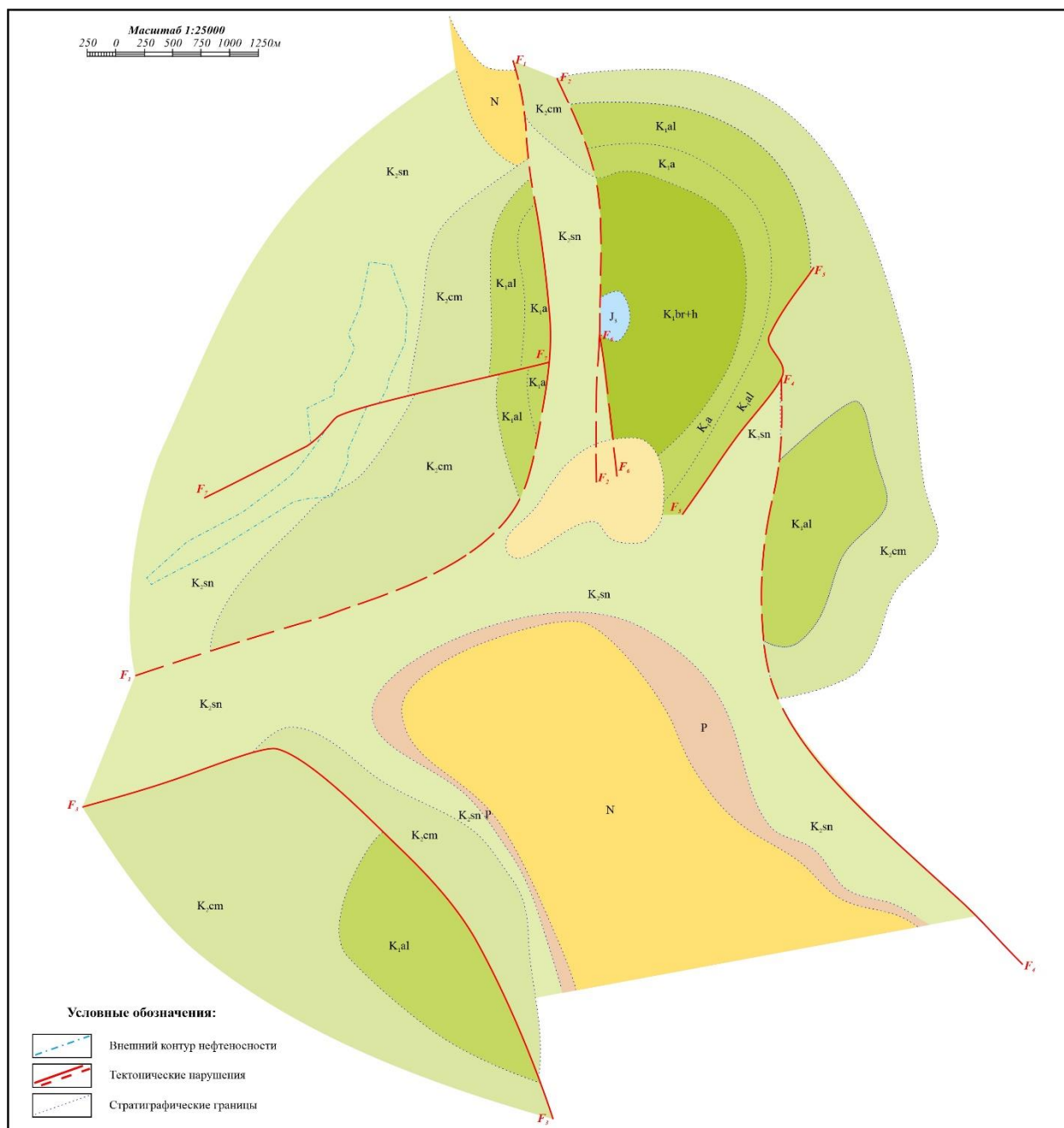


Рис. 2.1.2. Геологическая карта соляного купола Жаксымай

Первые **признаки нефти** на месторождении Жаксымай были получены при опробовании скважины 5 в 1933г. из отложений пермотриаса западного крыла. В 1949г. получили притоки нефти из юрского горизонта этого же крыла. На юго-западном и восточном крыльях притоки нефти из пробуренных скважин не получены.

Нефтеносность пермотриасовой залежи установлена скважиной 5, давшей при опробовании 0,6 т безводной нефти. Всего по электрокаротажу и опробованию нефтеносность залежи прослеживается в 58 скважинах. Разрабатывалась залежь 54 скважинами. Начальные суточные дебиты по скважинам были от 0,1 до 10т безводной нефти. Пермотриасовые отложения нефтеносны как на северном, так и на южном полях западного крыла. Нефтяная залежь приурочена к верхней части пестроцветной толщи пермотриаса и относится к типу литологических. Общий интервал нефтеносности достигает 70 м, абсолютная глубина залегания горизонта на северном поле -295-455м на южном поле -320-470м. Горизонт состоит из трех нефтеносных пачек, каждая из которых

делится на тонкие прослои песка, песчаников и глин. Пачки меняют свой состав как по простиранию, так и по мощности. Детальный анализ строений горизонта показывает, что верхняя пачка рыхлых песчаников и песков не везде хорошо выражена, а в ряде случаев отсутствует, замещаясь глинами (скв. 115, 108 и др.).

Вторая пачка рыхлых песков наиболее насыщена нефтью и является основным эксплуатационным объектом месторождения Жаксымай. В ряде скважин (скв. 71, 49 и др.) указанная пачка прослоем глин расчленяется на две части. Мощность нефтенасыщенной части этой пачки варьирует от 1-2 до 20 и более метров. Эта пачка также подвержена значительным фациальным изменениям. В юго-западном направлении (скв. 94, 96 и 112) она полностью замещается глиной. Выклинивание второй пачки отмечается в скважинах 67 и 66.

Третья нижняя нефтенасыщенная пачка сравнительно постоянная. В одних скважинах это очень плотные, слабо проницаемые песчаники, в других имеют хорошую проницаемость (скв. 57 и 78 и др.). Мощность третьей пачки достигает 30-40 м, а в скважине 63 достигает 62 м.

Ввиду резкой фациальной изменчивости продуктивной части залежи и линзовидного характера ее строения установить единый ВНК не представилось возможным как по всей залежи в целом, так и по отдельным ее пачкам.

Внешний контур нефтеносности обуславливается следующими обстоятельствами. С северо-запада в скважинах 109, 115, 108, 85 и 117 по каротажу горизонт водонасыщен. В северном направлении наблюдается уменьшение мощности коллектора и его полное выклинивание. В этой связи падает продуктивность эксплуатационных скважин в северном направлении. С востока залежь оконтурена скважинами 106 и 8, в которых горизонт представлен закированными песками и песчаниками с прослоями глин. С юго-востока залежь оконтурена скважинами 46 и 155. В скважине 46 горизонт был опробован в интервале 603-641 м, а в скважине 155 в интервале 616-660,5 м. в обоих случаях при опробовании получена вода с пленкой нефти. В скважинах 200, 16 и 9, оконтуривающих залежь с юго-запада, горизонт заглинизирован.

В связи с тем, что залежь имеет сложное строение и водонефтяной контакт не был прослежен, внешний контур нефтеносности был проведен условно. Там, где имеются законтурные и приконтурные скважины, граница нефтеносности была проведена на половинном расстоянии между ними. Там, где законтурных скважин нет, внешний контур проведен на расстоянии в полсетки от приконтурных скважин. Согласно установленным границам площадь нефтеносности пермотриасовой залежи составляет 1068,3 тыс. м².

Нефтеносность юрского горизонта установлена скважиной 38, давшей при опробовании 3 т безводной нефти. Нефтеносность горизонта установлена только на южном поле. По каротажу горизонт нефтеносен в 14 скважинах, опробован в 9 скважинах (25, 38, 39, 47, 48, 75, 79, 112 и 155). Из числа опробованных скважин в пяти скважинах (25, 38, 39, 47 и 48) получена безводная нефть с начальными суточными дебитами от 0,05 до 3 тн. В двух скважинах – 79 и 112 вместе с нефтью получена вода. Содержание нефти при опробовании составило 1,0 тн и 0,1 тн, а воды 23,0 тн и 35,0 тн соответственно. А в скважинах 75 и 115 при опробовании получена вода с пленкой нефти.

Юрский горизонт в скважинах 79, 25, 47 и 48 эксплуатировался совместно с пермотриасовым горизонтом, а в скважинах 38, 39 и 112 самостоятельно.

Вмещающими нефть породами являются пески и песчаники с прослоями глин. Юрская нефтяная залежь как по площади, так и по мощности меняет свой литологический состав. Количество нефтяных пластов меняется от 1 до 9. По площади нефтяные пропластки не прослеживаются. Абсолютная глубина залегания горизонта находится в пределах -275-385

м, эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 4,5 до 25м. толщина отдельных нефтенасыщенных пропластков изменяется от 0,5 до 7м.

Юрский нефтяной горизонт, как и пермотриасовый, характеризуется изменчивостью литологического состава. В этой связи установить единый ВНК не представилось возможным. Поэтому граница нефтеносности была проведена на половине расстояния между скважинами, в которых нефть установлена по каротажу или опробованию, и скважинами, в которых нефтенасыщенность по каротажу и опробованию отсутствует.

Исходя из установленных границ площадь нефтеносности юрского горизонта составляет 371 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Изучение коллекторских свойств продуктивных горизонтов основано на результатах лабораторных исследований кернового материала и данных промыслово-геофизических исследований скважин.

При разведке, доразведке и в процессе разработки месторождения Жаксымай было пробурено 102 скважины. По многим из них на различных стадиях работ было отобрано большое количество керна. Но на анализы физических параметров керн не отправлялся.

В процессе работы над Подсчетом запасов 1963г. его авторы обследовали кернохранилище промысла Жаксымай и нашли часть керна пермотриасового горизонта. По данному керну были выполнены следующие исследования: определение грансостава, пористости, проницаемости, удельного веса породы и ее карбонатности.

Изучение керна производилось в лаборатории физики пласта ЦНИЛа объединения «Казахстаннефть».

Юрский продуктивный горизонт керном не охарактеризован.

Ниже приводятся коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

Пермотриасовый горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 9,0 м (скв.38) до 75,0 м (скв.12), средняя -35,8 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах 1,0м (скв.85)-20,5м (скв.12), среднее -8,6м.

В целом по залежи горизонт состоит из 2-22 пропластков-коллекторов и характеризуется средним значением коэффициента песчанистости -0,341 д.ед, расчлененности -9,71.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определены по керну и комплексу ГИС.

Среднее значение пористости по 9 образцам, равно $K_p \text{ ср} = 0,257 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,168 до 0,300 д.ед. Среднее значение проницаемости по 5 образцам, равно $K_{пр} \text{ ср} = 70,4 \text{ мД}$, изменяясь от 7 до 173 мД.

По промыслово-геофизическим данным среднее значение пористости равно $K_p \text{ ср} = 0,254 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,162 до 0,44 д.ед. Нефтенасыщенность по данным ГИС имеет среднее значение $K_n \text{ ср} = 0,807 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,68 до 0,916 д.ед.

Юрский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 м (скв.164) до 66,0 м (скв.38), средняя -35,0 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах 4,5м (скв.164)-25,0м (скв.38), среднее -7,5м.

В целом по залежи горизонт состоит из 2-9 пропластков-коллекторов и характеризуется средним значением коэффициента песчанистости -0,327 д.ед, расчлененности -5,69.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определены по комплексу ГИС.

По промыслово-геофизическим данным среднее значение пористости равно $K_p \text{ ср} = 0,332 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,275 до 0,405 д.ед. Нефтенасыщенность по данным ГИС имеет среднее значение $K_n \text{ ср} = 0,797 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,695 до 0,88 д.ед.

Сведения о средних значениях общих и нефтенасыщенных толщин в целом по горизонтам, пределах изменения толщин и коэффициентах вариации приведены в таблице 2.2.1

Статистические показатели характеристик неоднородности пласта по надсолевым отложениям приведены в таблице 2.2.2.

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности залежей горизонтов приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин по горизонтам

Толщина	Наименование	Горизонты	
		РТ	J
Общая	Средняя, м	35,8	35,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,375	0,557
	Интервал изменения, м	9,0 - 75,0	8,0 - 66,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,6	7,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,356	0,623
	Интервал изменения, м	1,0 - 20,5	4,5 - 25,0

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
J	13	0,327	0,469	0,156 - 0,667	5,69	0,456	2 - 9
PT	51	0,341	0,316	0,194 - 0,667	9,71	0,382	2 - 22

Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности залежей горизонтов

Горизонт	Исследования	Лабораторные					Геофизические					Гидродинамические				
	Наименование	Количество скважин	Кол-во определений	Среднее значение	Кэфф. вариации	Интервал изменения	Количество скважин	Кол-во определений	Среднее значение	Кэфф. вариации	Интервал изменения	Количество скважин	Кол-во определений	Среднее значение	Кэфф. вариации	Интервал изменения
J	Коэффициент пористости, доли ед.						10	10	0,332	0,109	0,275-0,405					
	Коэффициент проницаемости, мД															
	Коэффициент нефтегазонасыщенности, доли ед.						7	9	0,797	0,090	0,695-0,88					
PT	Коэффициент пористости, доли ед.	6	9	0,257	0,175	0,168-0,300	10	13	0,254	0,372	0,162-0,44					
	Коэффициент проницаемости, мД	3	5	70,4	0,916	7-173										
	Коэффициент нефтегазонасыщенности, доли ед.						16	29	0,807	0,103	0,68-0,916					

2.3 Состав и свойства нефти, газа и воды

За период разведки и эксплуатации месторождения Жаксымай изучено более сотни проб нефти по 45 скважинам, из них по 41 скважине, эксплуатирующих пермотриасовый горизонт и по 4 скважинам – нижнеюрский горизонт.

Результаты анализов поверхностных проб нефти, отобранных в начальный период разработки, приводятся в таблице 2.3.1.

Пластовые пробы нефти на месторождении не отбирались.

Удельный вес пермотриасовой нефти находится в пределах 0,821-0,861г/см³. Удельный вес юрской нефти в начальный период разработки был определен по одной скважине и составил 0,9004г/см³. Процент содержания кокса в нефти колебался от 0,63 до 0,99. Смол в мазуте 6-7%. Температура вспышки составляла от 0° до 50°, вязкость при 20° от 1,5 до 3,6сп., а при 50° от 1,1 до 2,34сп. Начало кипения 60-125°, количество бензиновых фракций до 150° от 5 до 18%.

В связи с пересчетом запасов в 1962 году были отобраны 30 проб нефти по пермотриасовому горизонту и 4 пробы по юрскому горизонту для производства контрольного анализа. Сопоставление результатов анализов проб нефти, взятых в начальный период разработки по пермотриасовому горизонту с контрольными показало увеличение удельного веса нефти, что вероятно обусловлено дегазацией нефти вследствие падения пластового давления. Сопоставление результатов анализа пробы нефти, взятой в начальный период разработки по юрскому горизонту с контрольными показало незначительное увеличение удельного веса нефти и рост ее вязкости.

В связи с тем, что несколько скважин эксплуатировали совместно пермотриасовый и юрский горизонты, были определены ряд параметров смеси нефтей этих горизонтов в соотношении 1:1, которые приведены в таблице 2.3.2.

По своим товарным качествам нефть месторождения Жаксымай является хорошим сырьем для производства бензина, керосина, дизельного топлива и дистиллятных масел.

В начальной стадии разработки пермотриасового горизонта залежь работала на режиме растворенного газа. Многие скважины вступали в разработку фонтанным способом с дебитами 8-10т/сут. Замеры газа производились не регулярно. Известно, что в 1942-1943г.г. газовый фактор по горизонту составлял 300м³/тн, в 1957-1958г.г. – 70,75м³/тн, а в 1962г. – 64,5м³/тн. Данные по количеству добытого газа отсутствуют.

В таблице 2.3.3. приводится состав растворенного газа.

За период разработки по пермотриасовому горизонту было проанализировано 55 проб воды из 27 скважин. Воды пермотриасового горизонта относятся к типу жестких вод и по химическому составу представлены тремя подгруппами: сульфатно-натриевые, хлор-кальциевые и хлор-магниевые. Концентрация водородных ионов (РН) колеблется от 6,73 до 7,36, минерализация в виде солености, выраженная в градусах Боме колеблется от 1,35 до 20,2°. Содержание микрокомпонентов следующее: бром на 100 грамм воды от 0,0003 до 0,0029гр., йод от 281 до 1265мг/л, бор от 0,97 до 13,19мг/л.

Химический состав пластовой воды юрского горизонта представлен небольшим количеством анализов из трех скважин 38, 38 и 112. В остальных скважинах горизонт работает совместно с пермотриасовым горизонтом, и вода имеет смешанный химический состав. Пластовая вода юрского горизонта имеет слабощелочную реакцию, концентрация водородных ионов (РН) колеблется от 6,43 до 7,54, соленость в градусах Боме изменяется от 3,9 до 9,9. По классификации Сулина воды относятся к гидрокарбонатному типу.

Исходя из результатов анализов и прослеживания изменения минерализации со временем разработки по продуктивным горизонтам общей закономерности в ее изменении

не наблюдается. В одних случаях наблюдается увеличение минерализации, в других – ее уменьшение.

Химический состав пластовых вод продуктивных горизонтов представлен в таблице 2.3.4.

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

Скважины	Дата отбора	Горизонт	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре, °С		Содержание, % массовые						Температура, °С				Выход фракций, % объемные до температуры, °С					Молекулярный вес	Содержание воды, % об.
				20	50	общей серы	парафина	асфальтенов	Смол силикагелевых	мех, примесей	зольность	застывания	плавления парафина	вспышки в з/т	начала кипения	100°	150°	200°	250°	300°		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
38		J ₁	900,4	327,3	57,5	0,2384	0,1754		23			-17	54	82	220				1,5	15		
5	1936	PT	852	12,7	5,7																	
	23.08.1937	PT	835						6					33	74		19,5	44,3		86,5		
	17.08.1939	PT	829												109		8	20	36	44		
	11.10.1939	PT	821												120		10	20	32	46		
	02.07.1941	PT	825			0,35									61	2,5	13	25	37	49,5		
49	24.07.1942	PT	830	12,43	4,843									ниже 31		2	13	24	34	50		
56	24.07.1942	PT	835,8											ниже 27		н.о	12	24	34	48		
57	24.07.1942	PT	838,8	15,4	6,27									ниже 27		2	14	24	36	48		
60	22.03.1942	PT	833,4	13,05	5,75									6		3	17,5	28,5	39	55		
	08.10.1941	PT	824												60	6,5	18	29	39	50		
61	23.02.1942	PT	834,1											4	75	2	11	23	36	48		
	24.07.1942	PT	836											ниже 28	96	1	10	22	34	47		
62	25.07.1942	PT	836											30	75	6	16	26	36	52		
	02.02.1943	PT	842											30	95	1	11	24	35	50		
	15.03.1941	PT	836,5			0,72	0,841		7				52	50	67	3	12	23	35	47,5		
66	25.07.1942	PT	835											27	93	3	16	25	38	52		
67	08.10.1941	PT	845												60	3,5	14	25	38	50		
	23.03.1942	PT	833,5											9	68	2	11	23	36	48		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
68	20.02.1942	PT	833	12,3	5,6									3	97	1	12	24	35	50		
	27.07.1942	PT	890											ниже 22	95	2	15	26	38	52		
71	25.07.1942	PT	834	12,2	5,5									ниже	80	6	14	24	36	48		
72	25.07.1942	PT	838											32	88	2	10	22	35	51		
	23.03.1942	PT	837,9											ниже 25	77	1,5	11	25	35	50		
	22.06.1942	PT	833											7	83	2	12	26	38	52		
73	25.07.1942	PT	837	16,9	7,1									ниже 20	90	2	14	24	34	48		
82	25.07.1942	PT	839	12,9	5,9									ниже 32	70	6	14	24	34	50		
83	03.09.1942	PT	846	17,3	7,1										90	1	8	18	32	46		
86	03.09.1942	PT	833	12,02	5,8									26	75	4	13	24	37	50		
102	02.02.1943	PT	839											ниже 20	121		7	20	32			
	06.02.1943	PT	835											ниже 0	74	7	14	26	36	51		
	25.04.1938	PT	838												120		5	16	29	49,5		
104	11.окт	PT	837	13,6	5,94										120		6	18	30	44		
106	25.04.1938	PT	838												120							
	06.02.1943	PT	837												74							
110	27.03.1939	PT	839	12,36	5,45										96		9	23	34	47		
	24.07.1942	PT	850											ниже 28	100		12	26	38	50		
120	17.08.1939	PT	834											3	111		12	22	32	46		
	03.09.1942	PT	838											ниже 17	90	2	10	23	34	50		
125	19.07.1939	PT	861											6	125		7	16	26	42		
131	13.окт	PT	851	13,7	5,97										120		6	20	28	40		
	26.07.1942	PT	843											ниже 25	96	0,5	10	26	36	49		
76	26.08.1942	PT	836,3											ниже 29	69	5	14	28	38	52		

Таблица 2.3.2. Физико-химические свойства нефтей РТ и J₁ горизонтов и их смеси

Горизонт			пермотриасовый	нижнеюрский	Смесь нефтей в соотношении 1:1
Удельный вес			0,8493	0,9043	0,875
Смол серно кислотн, %	в нефти		12	20	17
	в мазуте		16	24	26
Коксуемость, %	в нефти		0,83	2,3	-
	в мазуте		1,33	2,6	-
Температура вспышки в закрытом тигле, °С			35	102	-
Температура застывания, °С			ниже -20	ниже -20	
Сера, %			0,29	0,4	0,35
Кислотное число мг КОН/гр			-	-	-
Содержание по Гольде с деструк.	%		2,3	-	-
	т-ра плавления, °С		52	-	-
Фракционный состав	НК		123	215	158
	До 150 °		7		
	200 °		20		7,5
	250 °		33,5	4	13,5
	300 °		46	16,5	25
Зависимость вязкости нефтей от температуры	0	мм ² /с	78,37	-	-
		Е	10,5	-	-
	10 °С	мм ² /с	29,1	-	-
		Е	4,08	-	-
	20 °С	мм ² /с	15,47	-	-
		Е	2,42	-	-
	30 °С	мм ² /с	11,4	-	-
		Е	1,99	-	-
	40 °С	мм ² /с	8,4	-	-
		Е	1,7	-	-
	50 °С	мм ² /с	6,54	-	-
		Е	1,53	-	-

Таблица 2.3.3. Компонентный состав растворенного газа

№№ пп	№№ скважин	Горизонт	Спонтанный газ	CO ₂ H ₂ S	O ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	Тяжел. угл.	N ₂ + редкие газы	Ar+Kr+Xe	He+Ne
1	25	РТ	из нефти	2,4	нет	нет	92,8				1,9	2,9	0,024	0,082
2	39	J ₁	из воды	17,7	0,5	-	64,9				0,8	16,1	0,197	0,001

Таблица 2.3.4. Химический состав пластовых вод нефтяных горизонтов месторождения

Скважина	Дата отбора проб		Интервал отбора проб	pH	Плотность, г/см ³	Компонентный состав: мг/л, мг-экв/л										Мин-ция, г/л	Тип по В.А.Сулину
						Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ²⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	Br	J	B			
9	21.08.1946			7,25	1,0956	5,23359/227,65	0,0374/1,87	0,029/2,39	8,008/228,65	0,0772/1,6	0,1012/1,66						хлор-магниевый
9	14.09.1946		644-696	7,26	1,1027	5,3178/231,27	0,0196/0,98	0,0563/4,63	8,3618/235,81	0,0031/0,06	0,616/1,01						хлор-магниевый
19	24.10.1951		612-642	7,16	1,0093	0,5058/21,99	0,01/0,5	0,0021/0,17	0,7794/21,98	0,0117/0,24	0,0268/0,44	0,0003	0,392	0,97			сульфатно-натриевый
26	24.10.1951	PT	581-586	7,36	1,0811	4,2957/186,77	0,0291/1,45	0,0137/1,13	6,6108/186,43	0,0674/1,4	0,0927/1,52	0,0012	0,281	2,41			сульфатно-натриевый
37	03.10.1952	PT	544-650	6,99	1,0096	2,1022/95,4	0,0739/3,69	0,0201/1,37	3,3804/95,33	0,0044/0,09	0,0634/1,04	0,0004	0,361	0,0134			сульфатно-натриевый
43	06.06.1962	PT	603-614	6,43	1,121	6,1364/266,8	0,0613/3,06	0,0558/4,59	9,6029/270,81	0,1495/3,11	0,0323/0,53	0,0021	0,668	4,97			хлор-магниевый
49	23.07.1942	PT	569-597		1,02538	/66,34	0,0022/0,11	0,0082/0,67	1,96/53,86	0,088/1,83							гидрокарбонатно-натриевый
60	24.09.1941	PT	621-658		1,0135	/69,84	0,011/-		1,2/-	0,0024/-							-
60	17.04.1957	PT	621-658	7,29	1,063	3,447/149,87	0,0251/1,25	0,0213/1,75	5,3314/150,35	следы	0,1537/2,52						хлор-магниевый
83	10.07.1942	PT	из мерн.		1,111	/258,142	0,0123/0,614	0,0306/2,517	9,14/257,75	0,0023/0,05							гидрокарбонатно-натриевый
83	24.07.1951	PT	592-657	7,06	1,1178	6,1999/269,56	0,0275/1,37	0,0367/3,02	9,5806/270,18	0,0093/0,19	0,2184/3,58	0,0022	0,253	14			хлор-магниевый
83	17.04.1957	PT		7,55	1,1156	6,156/267,65	0,0062/0,31	0,03/2,47	9,4717/267,11	0,013/0,27	0,1861/3,05	н. о.	1,158	н о.			гидрокарбонатно-натриевый
83				6,43	1,1148	5,3804/256,21	0,024/1,2	0,0373/3,07	9,2122/259,79	0,0151/0,31	0,0232/0,48	0,0099	0,39	4,97			хлор-магниевый
71	14.01.1958	PT	611-656	6,92	1,0948	4,931/214,99	0,0451/2,25	0,0382/3,14	7,6987/217,11	следы	0,1995/3,27	0,033					хлор-магниевый
71	17.07.1962	PT	611-656	6,78	1,0792	4,0765/177,24	0,0531/2,65	0,0558/4,59	6,5105/183,6	0,0015/0,03	0,0519/0,85	0,0019	1,08	7,46			хлор-магниевый
81	22.07.1951	PT	618-648	6,96	1,0685	3,5581/154,7	0,1307/6,52	0,0322/2,65	5,7722/162,78	0,0022/0,05	0,0634/1,04	0,0013	1,366	7,4			хлор-магниевый
81	24.10.1951	PT	618-648	6,89	1,0682	3,7108/161,34	0,1194/5,96	0,0394/3,26	5,5995/169,19	0,0017/0,04	0,0811/1,33	0,0013	0,451	н о.			хлор-магниевый
88	25.07.1951	PT	584-625	6,66	1,1015	4,8675/211,63	0,4018/20,05	0,0491/4,04	8,2104/231,63	0,1314/2,73	0,885/1,45	0,0027	0,759	5,32			хлор-магниевый
84	17.12.1946	PT	679-	7,58	1,1107	5,897/256,39	0,0234/1,17	0,0531/4,37	9,2214/260,05	0,0026/0,05	0,116/1,83						хлор-магниевый
102	29.03.1939	PT	624-636		1,0688	/151,94	0,073/3,64	0,0261/2,15	5,49/154,82	0,011/0,23							хлор-магниевый
102	24.09.1952	PT	624-636	7,43	1,0731	3,8555/167,63	0,0649/3,24	0,0193/1,59	6,0555/170,77	0,0103/0,21	0,0903/1,48	0,0022	0,841	6,44			хлор-магниевый
102	12.01.1958	PT	624-636	6,92	1,0736	3,8658/168,08	0,0649/3,24	0,0308/2,59	6,0981/171,97	0,0008/0,02	0,1135/1,86	0,0022	0,874	3,78			хлор-магниевый
102	17.07.1962	PT	624-636	6,78	1,0712	3,6993/160,94	0,0838/4,36	0,0319/2,62	5,8771/165,74	0,0092/0,19	0,1153/1,89	0,0015	0,39	7,46			хлор-магниевый
95	24.10.1951	PT	599-608	6,96	1,0569	2,7791/120,83	0,2176/10,86	0,034/2,11	4,7261/133,28	0,0021/0,04	0,0293/0,48	0,0013	0,674	1,87			хлор-магниевый
95		PT	589-629	6,78	1,0243	1,299/5648	0,1296/6,47	0,0292/2,4	2,3067/65,05	н о.	0,0183/0,3	0,0024	0,39	7,46			
104	24.10.1951	PT	544-614	6,86	1,0594	3,0652/133,27	0,1224/6,11	0,042/3,45	5,0424/142,2	0,0035/0,07	0,0342/0,56	0,001	0,562	1,87			хлор-магниевый
104	17.07.1962	PT	554-604	8,2	1,0557	2,9562/128,53	0,0253/1,26	0,0286/2,35	4,5441/128,15	н о.	0,2434/3,99	0,008	0,39	7,46			
110	28.03.1942	PT	609,1-630,5		1,0442	-/103,455	0,0555/2,769	0,0106/0,872	3,6877/104,06	0,0021/0,04	-/-						хлор-магниевый
110	10.10.1942	PT	609,1-630,5		1,0538	-/121,63	0,0464/2,315	0,0265/2,179	4,33/122,11	0,0015/0,03	-/-						хлор-магниевый
110	20.07.1951	PT	544-614	6,76	1,0766	4,1616/180,94	0,0092/0,44	0,34/2,8	6,453/181,98	0,0164/0,34	0,1135/1,86	0,0019	1,138	5,63			хлор-магниевый
110	24.10.1951	PT	544-614	6,96	1,0759	6,821/166,13	0,0773/3,88	0,0389/3,2	6,0619/170,95	0,0184/0,38	0,1147/1,88	0,0015	0,674	2,8			хлор-магниевый
110	14.01.1958	PT	606-636	7,14	1,0829	4,4013/191,36	0,0475/2,27	0,0378/3,11	6,8874/194,23	0,0111/0,23	0,1452/2,38	0,0015	0,437	3,78			хлор-магниевый
114	20.08.1938	PT	653,7-672,3		1,072	-/155,58	0,0385/1,92	0,025/2,06	5,54/156,23	следы	-/-						хлор-магниевый
114	04.05.1939	PT	653,7-672,3		1,0729	-/156,6	0,0395/1,97	0,028/2,3	5,61/158,2	0,0066/0,14	-/-						хлор-магниевый
114	18.07.1942	PT	653,7-672,3	7,14	1,1156	-/222,65	0,0938/4,681	0,0306/2,517	8,056/227,01	0,0866/1,801	-/-						хлор-магниевый
120	28.09.1938	PT	564,5-604,4		1,0261	-/52,34	0,012/0,6	0,0102/0,84	1,78/50,2	0,0074/0,15	0,103/3,2						гидрокарбонатно-натриевый
125	28.08.1939	PT	698-710		1,0941	-/241,39	0,0893/0,0893	0,0613/0,0613	8,84/249,29	0,0568/1,18	0,0126/0,42						хлор-магниевый
125	28.03.1942	PT	698-710		1,1214	-/266,161	0,0767/0,0767	0,079/0,079	9,75/274,95	0,0589/1,225	0,0082/0,27						хлор-магниевый
131	13.10.1939	PT	620-644		1,0534	-/-	0,0015/0,09		4,02/113,96	0,976/2,03	0,0712/2,37						
131	03.07.1942	PT	620-644		1,1764	-/379,3	0,0178/0,898	0,0324/2,665	13,55/382,11	0,0004/0,02	0,0216/0,72						хлор-магниевый
131	22.07.1951	PT	620-644	6,97	1,1584	8,1901/356,09	0,0964/4,81	0,0399/3,28	12,772/360,18	0,1634/3,4	0,366/0,6	0,026	0,684	5,63			хлор-магниевый
131	24.10.1951	PT	620-644	6,9	1,1568	7,9833/347,1	0,0796/3,997	0,0463/3,81	12,4227/350,33	0,1818/3,78	0,047/0,77	0,015	0,562	3,15			хлор-магниевый
131	06.06.1962	PT	620-635	6,78	1,1573	7,9734/346,67	0,0429/2,14	0,0381/3,13	12,3294/347,7	0,1538/3,29	0,058/0,95	0,0035	1,95	7,46			хлор-магниевый
203	26.08.1946	PT	629-650	7,48	1,1037	5,5317/240,51	0,0216/1,08	0,0328/2,7	8,6072/242,73	н о.	0,0952/1,56						хлор-магниевый

203	25.09.1952	PT	629-650	7,03	1,1301	6,7436/293,2	0,0325/1,62	0,0246/2,02	10,443/294,5	0,0843/1,75	0,036/0,59					хлор-магниевый
201	20.08.1951	PT	644-683	6,96	1,1619	8,3504/363,06	0,0543/2,71	0,0223/1,83	12,8234/361,63	0,2456/5,11	0,0525/0,86	0,0029	1,265	13,19		сульфатно-натриевый
201	01.09.1958	PT		6,73	1,1629	8,203/356,65	0,0517/2,58	0,0323/2,66	12,6273/356,1	0,25/5,2	0,036/0,59					сульфатно-натриевый
164	25.10.1952	PT	630-686	6,63	1,0589	2,6004/113,06	0,4445/22,18	0,0573/4,71	4,9105/138,48	0,0603/1,25	0,0134/0,22	0,0009	6,97	29,96		хлор-магниевый
164	03.09.1958	PT	630-686	8	1,09	4,2736/185,81	0,0322/1,61	0,0223/1,83	6,604/186,23	0,0649/1,35	0,1019/1,67	0,0011	0,8	н.о.		хлор-магниевый
79	14.09.1945	PT	638-670	7,53	1,0412	2,3854/103,7	0,0058/0,29	0,0106/0,9	3,6842/103,93	0,0043/0,08	0,0537/0,88					хлор-магниевый
80	28.07.1951	PT	644-665	6,66	1,1326	4,0141/304,96	0,0353/1,76	0,0378/3,11	10,8986/307,35	0,0017/0,04	0,1488/2,44					хлор-магниевый
90	24.07.1951	PT	639-650	7,26	1,0887	4,7615/207,02	0,0238/1,19	0,0395/3,25	7,4253/209,4	0,023/0,05	0,1226/2,01					хлор-магниевый
164	06.06.1962	PT	630-686	6,78	1,0214	1,1544/50,19	0,015/0,75	0,0657/5,4	1,9698/55,55	0,0137/0,28	0,0311/0,51	0,0004	0,668	7,46		хлор-магниевый
82	06.06.1962	PT	600-645	6,78	1,042	2,2826/99,24	0,0366/1,83	0,0355/2,92	3,6286/102,33	0,0051/0,11	0,0946/1,55	0,0007	0,557	4,97		хлор-магниевый
201	29.09.1952	J ₁	644-683	6,83	1,1547	7,8416/341,2	0,0427/2,13	0,0207/1,7	12,0436/339,64	0,2314/4,81	0,0354/0,58	0,0029	0,721	13,19		сульфатно-натриевый
38	30.07.1952	J ₁	470-502	7,54	1,0261	1,5591/68,22	0,0178/0,89	0,0068/0,56	2,405/67,82	0,0384/0,08	0,108/1,77	0,0004	0,353	4,99		гидрокарбонатно-натриевый
38	24.10.1952	J ₁	470-502	7,28	1,0286	1,5401/66,96	0,0142/0,71	0,0085/0,7	2,3687/66,8	0,0019/0,04	0,0933/1,53	0,0006	0,361	5,49		гидрокарбонатно-натриевый
38	10.01.1958	J ₁	470-581	7,19	1,0269	1,5905/69,15	0,02/1	0,017/1,4	2,374/66,95	следы	0,122/2	н о.	0,728	3,78		
38	06.06.1962		-	6,43	1,0266	1,5221/66,18	0,0261/1,3	0,0225/1,85	2,3996/67,67	0,0059/0,12	0,0939/1,54	0,0011	0,39	4,97		хлор-магниевый
39	01.09.1958	J ₁	503-504	7,15	1,0738	3,8318/166,74	0,0579/2,89	0,0274/2,25	6,0243/169,89	0,0133/0,28	0,0958/1,57	0,0019	0,494	4,41		хлор-магниевый
39	06.06.1962	J ₁	-	6,43	1,0335	1,751/76,13	0,0369/1,84	0,0426/3,5	2,8187/79,49	0,0203/0,42	0,0952/1,56	0,0008	0,39	7,46		хлор-магниевый
42	12.08.1958	J ₁	310-345	7,58	1,051	2,7678/120,34	0,14/0,71	0,0165/1,36	4,2595/120,12	0,0072/0,15	0,1305/2,14	н о.	0,395	4,41		гидрокарбонатно-натриевый
42	06.04.1962	J ₁	-	6,93	1,0494	2,4937/108,42	0,0182/0,91	0,0528/4,35	3,9389/111,08	0,0179/0,37	0,136/2,23	0,0019	0,39	4,97		хлор-магниевый
47	11.01.1958	J ₁	482-494	7,39	1,027	1,5399/66,95	0,022/1,1	0,0119/0,98	2,374/66,95	0,0015/0,03	0,1251/2,05	0,001	0,437	5,04		хлор-магниевый
47		J ₁	-	6,72	1,0279	1,5056/65,46	0,0299/1,49	0,0382/3,14	2,4301/68,53	0,0122/0,23	0,0811/1,33	0,0011	0,668	4,97		хлор-магниевый
75	06.08.1957	J ₁	544-593	7,54	1,0515	2,8405/123,5	0,0255/1,27	0,0168/1,38	4,4095/124,35	0,0309/0,64	0,0708/1,16					хлор-магниевый
79	31.10.1960	J ₁	505-508	7,6	1,0279	1,5755/68,5	0,0369/1,84	0,018/1,48	2,4758/69,82	следы	0,1232/2,02					хлор-магниевый
79	06.06.1962	J ₁	505-508	6,43	1,0288	1,5946/69,33	0,0371/1,85	0,0555/2,77	2,5627/72,27	0,0192/0,4	0,0781/1,28	0,0005	0,39	4,97		хлор-магниевый
112	06.06.1962	J ₁	504-522	6,43	1,0248	1,3685/59,5	0,3736/1,86	0,0316/2,6	2,2003/62,05	0,0124/0,26	0,1007/1,65	0,0009	0,39	7,46		хлор-магниевый

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

При разведке, доразведке и в процессе разработки месторождения Жаксымай при бурении скважин было отобрано достаточное количество керна. Но анализы керна не были выполнены. Гидродинамические характеристики продуктивных горизонтов по керну остались не изучены.

2.5 Запасы нефти

Впервые извлекаемые запасы нефти пермотриасового горизонта были утверждены ВКЗ 15.06.1945г. по состоянию изученности на 01.01.1945г. Извлекаемые запасы нефти были утверждены в количествах 271,7 тыс.т по категории А, 276,6 тыс.т. по категории В, 527,1тыс.т. по категории С₁ и 593,0тыс.т. по категории С₂. В 1963г. был утвержден подсчет запасов нефти по пермотриасовому и юрскому горизонту по состоянию изученности на 01.01.1963г. (Протокол ГКЗ №4136 от 01.11.1963г.).

На Государственном балансе Республики Казахстан по месторождению Жаксымай числятся запасы нефти в следующих количествах по категории С₁:

по нижнеюрскому горизонту 599тыс.т. геологических, 83тыс.т. извлекаемых;

по пермотриасовому горизонту 990,0тыс.т геологических, 85,0тыс.т извлекаемых.

Всего по месторождению:

1589тыс.т геологических, 168тыс.т извлекаемых.

В связи с дегазацией залежей запасы растворенного в нефти газа на баланс приняты не были.

Результаты подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти приведены в таблице 2.5.1. , остаточных запасов – в таблице 2.5.2.

Таблица 2.5.1. Подсчет запасов нефти по состоянию на 01.01.1963г.

Горизонт	Поле	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
							Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₁	Южное		C ₁	371	7,5	2196	0,334	0,794	0,965	0,904	644,8	0,2	128,9
РТ	Северное		C ₁	618	9,04		0,249	0,735	0,905	0,849	785,8	0,3	235,7
	Южное		C ₁	450	8,00	451	0,249	0,735	0,905	0,849	506,7	0,3	152,0
	Итого		C ₁								1292,5		387,7
Всего по месторождению:			C ₁								1937,3		516,6

Таблица 2.5.2. Остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.1963г.

Горизонт	Поле	Зона	Категория	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыто за время эксплуатации	Остаточные запасы нефти геологические тыс.т	Остаточные запасы нефти извлекаемые тыс.т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J ₁	Южное		C ₁	644,8	128,9	46,2	598,6	82,7
РТ	Северное		C ₁	785,8	235,7			
	Южное		C ₁	506,7	152,0			
	Итого		C ₁	1292,5	387,7	302,5	990,0	85,2
Всего по месторождению:			C ₁	1937,3	516,6	348,7	1588,6	167,9

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

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

Разработка месторождения начата в 1933 году с открытия промышленной нефтеносности пермотриасовой залежи на западном крыле структуры. В 1949 году введена в разработку нефтяная залежь в юрских отложениях на южном поле западного крыла.

С начала разработки до 01.01.2063г. по месторождению добыто 348755,3 тонн нефти и 583919,3 тонн воды.

Разработка западного крыла велась по системе «снизу-вверх». Базисным горизонтом являлась пермотриасовая залежь. Юрская залежь была выделена как объект для возврата или совмещения со скважинами пермотриасовой залежи.

Пермотриасовая залежь.

Разработка горизонта начата в 1933 году скважиной №5. Массовое разбуривание залежи велось в 1940-43 гг. по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 90-110 м, т.е. плотностью порядка 1-1,5 га на одну скважину. Бурение скважин велось по системе, ползущей от свода вниз по паданию. Всего на залежи перебивало в разработке 54 скважин. Фактическая плотность, исходя из всей площади залежи, составила 1.97 га на 1 скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 10,0 тонн нефти. Вода в начале разработки отсутствовала.

В начальной стадии разработки по горизонту добывалось большое количество растворенного газа. Газовый фактор по замерам 1943 года по отдельным скважинам составлял 300 м³ на одну тонну добытой нефти. В то время часть добываемого попутного газа использовали в качестве топлива в газомоторах. Основная масса добываемого газа выпускалась в воздух. По замерам в 1957-58 гг. среднегодовой газовый фактор оставался постоянным и составляли 74 м³/т. Среднее начальное пластовое давление по горизонту составляло 55 атмосфер.

Пластовое давление по горизонту в процессе разработки все время падало. В 1957 году пластовое давление составляло 11,5 атм. Начиная с 1960 г. в связи с пуском экспериментальной установки вторичных методов, пластовое давление по горизонту начало возрастать. В 1961 г. оно составляет 15,7 атм., а в 1962-18,5 атм.

На 1/1-63 г. из горизонта добыто 302499,4 тонн нефти и 27650,6 тонн воды. Водяной фактор составляет 0,08. Объем извлеченной жидкости из горизонта составил 0,14 объема порового пространства нефтяной части пласта.

Судя по показаниям графика №6 в начальной стадии разработки в силах продвижения жидкости к забоям скважин значительное место занимал растворенный в нефти газ, на что указывают сравнительно высокие начальные дебиты нефти и факты фонтанирования некоторых скважин при сравнительно больших газовых факторах.

На конец 1962 года влияние растворенного газа снизилось до минимума. Режим растворенного газа переходит в упруговодонапорный режим. На это указывает падение газового фактора, пластового давления и увеличение обводненности залежи. Рост уровня жидкости в отдельных бездействующих скважинах обусловлен начавшимся заводнением.

На 1/1-1963 г. на горизонте работает 42 скважины с годовой добычей 6482,0 тонн нефти и 3214,0 тонн воды.

Текущие суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 3,5 тонн и от 0,05 до 150,0 тонн воды. Существующие депрессии на пласт при этом колеблются от 0,1 до 35,0

Юрская залежь

Разработка залежи начата в 1949 году. Первые притоки нефти получены из скважины №38 при опробовании интервала 470-502 м. Начальный суточный дебит составляет 3,0 тонн.

В 1953 году вступила на юрский горизонт скважина №39, пришедшая после эксплуатации пермотриасовой залежи. Всего на горизонте перебивали в разработке 7 скважин. В 4 скважинах горизонт разрабатывается совместно с пермотриасовым. Исходя из общей площади нефтеносности плотность составляет 3,5 га на одну скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались в пределах от 0,1 до 3,0 тонн нефти, в двух скважинах - №79 и 112 получены притоки воды, соответственно, 23,0 и 35 тонн. Начальное пластовое давление 35 атм.

Данных о газовых факторах по скважинам горизонта в документации не найдено.

До 1953 года горизонт разрабатывался одной скважиной. Самый низкий уровень добычи отмечается в 1953 году. Причиной низкой добычи является то, что работающая скважина на этом горизонте продолжительное время находилась в ремонте, а пуск второй скважины задержался до ноября месяца, тогда как по плану она должна было вступить в разработку в мае месяце.

Добыча общей жидкости по горизонту невелика. Максимальный уровень общей жидкости достигнут в 1961 году и составляет 147662,3, а главным образом за счет воды, процент воды в добываемой жидкости возрос с 12,9 в 1951 г. до 97,4% в 1961 году. Пластовое давление по данным замеров статических уровней снизилось до 10,3 атм.

С момента разработки из горизонта добыто 46256,9 тонн нефти и 556268,7 тонн воды, что составляет 0,65 объема пор нефтяной части пласта. Водяной фактор равен 8,8.

На основании данных разработки режим юрского горизонта следует считать водонапорным.

На 1/1-63 г. горизонт разрабатывает 7 скважин с годовой добычей 4625,0 тонн нефти и 18819,0 воды.

Текущие суточные дебиты по скважинам колеблются от 0,1 до 6,5 тонн нефти и от 0,1 до 156,0 тонн воды. При депрессии на пласт от 9,9 до 46,5 атм.

Результаты опробования скважин месторождения приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Результаты опробования скважин месторождения Жаксымай

№№ скв.	Альтитуда ротора, м	Горизонт	Дата опробования	Интервал перфорации		Искусственный забой, м	Диаметр НКТ, мм	Тип зарядов,	Способ вызова притока	Рпл.,	Q нефти,	Q воды,	Ндин,	Тпл.,	Примечание
				каротажная глубина,	абсолютная отметка,										
				м	м										
				начало	кровля		кровля								
				конец	подошва		подошва								
5	208,24	РТ	15.01.1933	482-500	-273,76 -291,76	565	44*550	80							
				509-565	-300,76 -356,76			фильтр			0,59	0,05			
19		РТ	10.05.1948	620-654		654	44*630	66			1,77	0,1			
25		РТ+ J	12.08.1948	527-513,5		640	44*623	42			2,86	0,1			
				624-642		649									
37		РТ	23.07.1945	592,5-599		600	44*580	40							
				594-650		650		фильтр			0,35	0,1			
38		J	04.04.1949	570-581		590	95*420	38			7,19	156			
				470-524				118							
39		J	01.11.1953	493-507		507	56*400	12			0,33	50			
				502,5-539				105							
41	206,75	РТ	19.10.1943	601,5-636,5	-394,75 -429,75	648,4	44*620	фильтр			1,06	0,1			
				604,4-648,4	-397,65 -441,65										
42		J	27.04.1949	592-614		630	56*450	68			0,11	32			
43		РТ	30.09.1948	603-614		614	44*600	60			0,59	0,1			
45	206,23	РТ	12.09.1948	601,5-612,5	-395,27 -406,27	650	44*590								
				610-650,5	-403,77 -444,27			фильтр			0,59	0,1			
47		РТ+ J	12.12.1948	566-577		600	95*330	30			4,00	150			
				482-494											
48		J	30.07.1950	481-528		604	44*590	182			0,11	0,1			
				590-596				39							
49	209,37	РТ	01.04.1940	562-614	-352,63 -404,63	617	32*597	63			2,12	0,1			
57	209,05	РТ	17.01.1941	571-576	-361,95 -366,95	572	44*530				0,12	0,05			
60	206	РТ	08.10.1941	603-658	-397 -452	661	44*630	133			0,24	0,1			
61	207,14	РТ	07.06.1941	595-639	-387,86 -431,86	643	44*560	98			0,12	0,5			
62	208,95	РТ	10.01.1940	579-606	-370,05 -397,05	609	44*560	55			0,71	0,05			
63	212,4	РТ	13.08.1941	517-593	-304,6 -380,6	610	32*595	168			1,18	0,1			

66	206,67	PT	18.07.1942	585-610	-378,33 -403,33	668	32*650	68							
				606-668	-399,33 -461,33			фильтр			0,82	0,1			
68	212,5	PT	16.08.1941	555-610	-342,5 -397,5	613	32*600	227							
				592-607	-379,5 -394,5						0,12	0,05			
71	205,7	PT	28.09.1941	611-656	-405,3 -450,3	662,5	44*640	26			0,71	0,1			
73	210,09	PT	22.05.1942	509-601	-298,91 -390,91	640	44*594	фильтр			0,94	0,4			
				558-639	-347,91 -428,91			75							
77	210,8	PT	01.05.1942	598-641	-387,2 -430,2	642	44*555	102			0,12	0,9			
78	212,96	PT	22.08.1942	558-606	-345,04 -393,04	629	32*590	15			0,12	0,05			
79	204,30	J	20.05.1950	545-676	-340,7 -471,7	676	70*400	фильтр			2,21	76			
				637-676	-432,7 -471,7										
81	205,8	PT	04.10.1942	608-612	-402,2 -406,2	648	44*635	фильтр							
				618-648	-412,2 -442,2			фильтр			0,71	0,1			
82	209,2	PT	10.07.1942	600-644	-390,8 -434,8	645	44*572	фильтр			0,35	0,7			
83	209,5	PT	14.06.1942	585-623	-375,5 -413,5	654	44*640	фильтр			0,35	0,3			
				593-657	-383,5 -447,5										
86	206,17	PT	03.01.1943	604,5-615	-398,33 -408,83	650	44*635	фильтр			0,82	0,1			
				618-650	-411,83 -443,83										
88	210,66	PT	08.12.1944	570-625	-359,34 -414,34	635	44*625	114			0,29	0,1			
90	206,79	PT	24.04.1943	599-650	-392,21 -443,21	650	44*640	фильтр			1,06	0,1			
92	210,75	PT	15.12.1945	505-	-294,25	644	44*630								
				581-644	-370,25 -433,25			фильтр			0,24	0,1			
95	205,95	PT	06.06.1943	592-619	-386,05 -413,05	626,6	44*600	161			0,47	0,1			
102	204,67	PT	01.01.1935	624-636	-419,33 -431,33	636	44*605	фильтр			0,35	0,3			
104	213,62	PT	02.09.1934	554-614,4	-340,38 -400,78	614,4	32*550	фильтр			0,12	0,05			
110	205,61	PT	28.10.1935	606-630	-400,39 -424,39	630,5	44*580	фильтр			0,47	0,1			
112	208,08	J	26.05.1959	504-522	-295,92 -313,92	523	70*485	40			0,22	65			
120	210,26	PT	30.05.1936	553-	-342,74	604,4	44*560								
				564-604,4	-353,74 -394,14			фильтр			0,12	0,1			
126	209,10	PT	24.06.1940	554-607	-344,9 -397,9	608	44*593	175			0,12	0,05			
131	225,00	PT	08.02.1945	620-645	-395 -420	645	44*630	83			0,47	0,05			
164		PT	08.02.1945	630-686		686	44*668	фильтр			1,41	8			
172	205,50	PT	21.06.1943	605-639	-399,5 -433,5	648,5	44*616	25							
				588-648,5	-382,5 -443	660,5		фильтр			0,24	0,1			
203	202,30	PT	25.09.1946	634-655	-431,7 -452,7				60						
				650-660,5	-447,7 -458,2		44*630	фильтр			0,24	0,05			

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Разработка месторождения начата в 1933 году с открытия промышленной нефтеносности пермотриасовой залежи на западном крыле структуры. В 1949 году введена в разработку нефтяная залежь в юрских отложениях на южном поле западного крыла. По месторождению не имеются проекты разработки, отчеты по анализу разработки и другие данные для составления сравнительных данных и анализа эффективности принятой системы разработки. Поэтому, для анализа разработки использованы только данные, имеющиеся в отчете по подсчету запасов 1963 года.

С начала разработки до 01.01.1963г. по месторождению добыто 348755,3 тонн нефти и 583919,3 тонн воды.

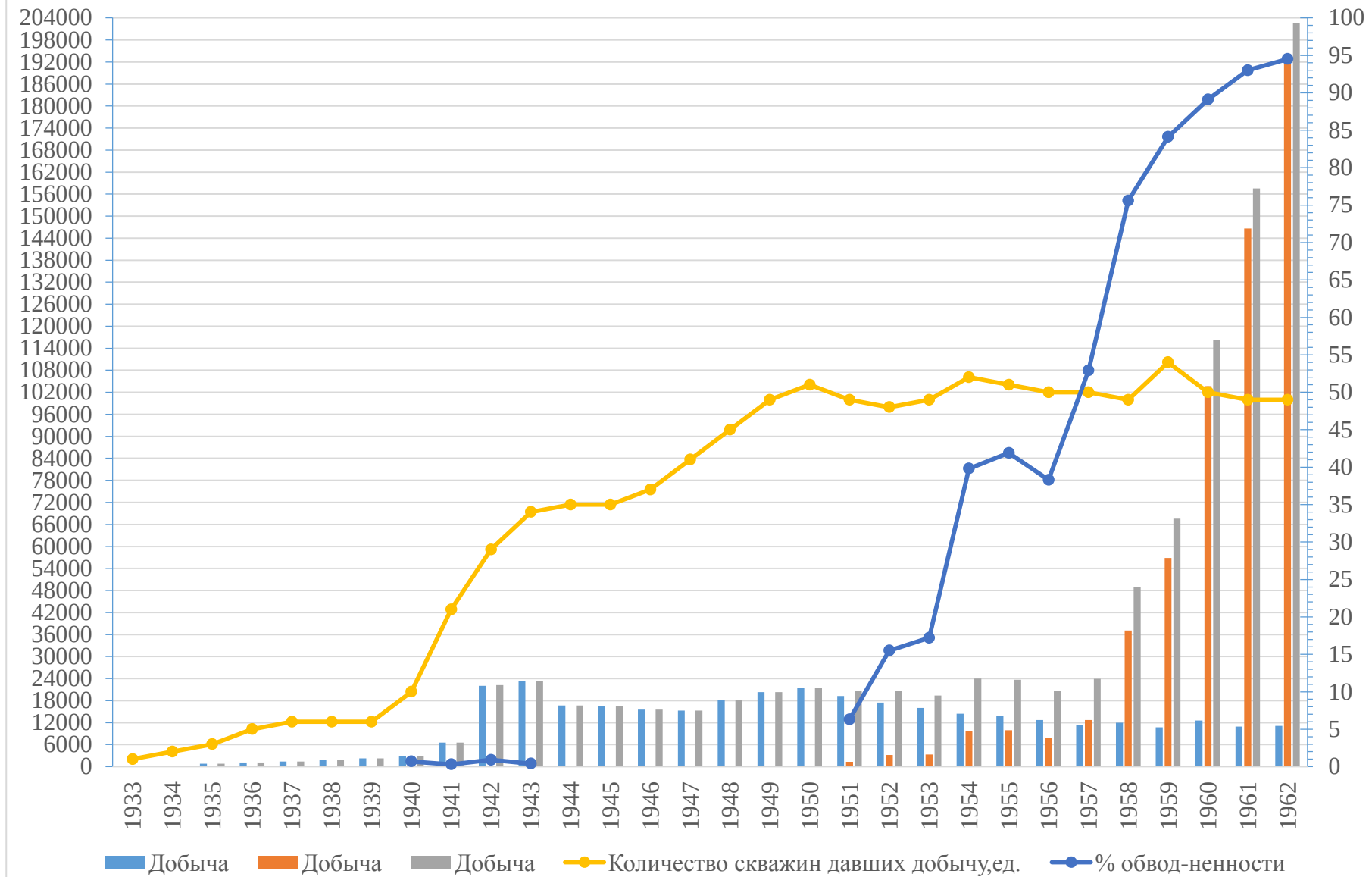
Разработка западного крыла велась по системе «снизу-вверх». Базисным горизонтом являлась пермотриасовая залежь. Юрская залежь была выделена как объект для возврата или совмещения со скважинами пермотриасовой залежи.

Темп добычи нефти и воды по годам представлен на сводном графике 3.2.1. и таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

№№ пп	Годы	К-во скв. давших добычу	Добыча в т.			% обводненности
			нефти	воды	всего	
1	1933	1	251,7	-	251,7	
2	1934	2	270,9	-	270,9	
3	1935	3	820,8	-	820,8	
4	1936	5	1118,3	-	1118,3	
5	1937	6	1399,8	-	1399,8	
6	1938	6	1953,2	-	1953,2	
7	1939	6	2256,3	2,0	2258,3	
8	1940	10	2795,8	22,2	2818,0	0,7
9	1941	21	6567,3	21,5	6588,8	0,3
10	1942	29	22026,3	213,1	22239,4	0,9
11	1943	34	23325,4	89,4	23414,8	0,4
12	1944	35	16688,5	-	16688,5	-
13	1945	35	16423,9	-	16423,9	-
14	1946	37	15542,0	-	15542,0	-
15	1947	41	15263,5	-	15263,5	-
16	1948	45	18117,8	-	18117,8	-
17	1949	49	20309,7	-	20309,7	-
18	1950	51	21477,6	-	21477,6	-
19	1951	49	19229,3	1309,2	20538,5	6,3
20	1952	48	17444,7	3215,5	20660,2	15,5
21	1953	49	16037,2	3323,2	19360,4	17,2
22	1954	52	14453,4	9569,1	24022,5	39,8
23	1955	51	13740,2	9932,8	23673,0	41,9
24	1956	50	12718,2	7910,8	20629,0	38,3
25	1957	50	11268,0	12685,6	23953,6	52,9
26	1958	49	11960,6	37067,4	49028,0	75,6
27	1959	54	10726,7	56851,5	67578,2	84,1
28	1960	50	12592,8	103661,0	116253,8	89,1
29	1961	49	10904,4	146633,0	157537,4	93,0
30	1962	49	11107,0	191412,0	202519,0	94,5
			348755,3	583919,3	932674,6	62,1

График №3.2.1 характеризующий состояние разработки месторождения



Пермотриасовая залежь.

Разработка горизонта начата в 1933 году скважиной №5. Массовое разбуривание залежи велось в 1940-43 гг. по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 90-110 м, т.е. плотностью порядка 1-1,5 га на одну скважину. Бурение скважин велось по системе, ползущей от свода вниз по паданию. Всего на залежи перебивало в разработке 54 скважин. Фактическая плотность, исходя из всей площади залежи, составила 1.97 га на 1 скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 10,0 тонн нефти. Вода в начале разработки отсутствовала.

В начальной стадии разработки по горизонту добывалось большое количество растворенного газа. Газовый фактор по замерам 1943 года по отдельным скважинам составлял 300 м³ на одну тонну добытой нефти. В то время часть добываемого попутного газа использовали в качестве топлива в газомоторах. Основная масса добываемого газа выпускалась в воздух. По замерам в 1957-58 гг. среднегодовой газовый фактор оставался постоянным и составляли 74 м³/т. Среднее начальное пластовое давление по горизонту составляло 55 атмосфер.

Характеристика состояния разработки пермотриасового горизонта показана на графике 3.2.2 и таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2.

№№ пп	Годы	К-во скв. давших добычу	Добыча в т.			% обводненности	Пластовое давление
			нефти	воды	всего		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1933	1	251,7	-	251,7		
2	1934	2	270,9	-	270,9		
3	1935	3	820,8	-	820,8		
4	1936	5	1118,3	-	1118,3		
5	1937	6	1399,8	-	1399,8		
6	1938	6	1953,2	-	1953,2		
7	1939	6	2256,3	2,0	2258,3		
8	1940	10	2795,8	22,2	2818,0	0,7	
9	1941	21	6567,3	21,5	6588,8	0,3	
10	1942	29	22026,3	213,1	22239,4	0,9	
11	1943	34	23325,4	89,4	23414,8	0,4	
12	1944	35	16688,5	-	16688,5	-	39,0
13	1945	36	16423,9	-	16423,9	-	37,6
14	1946	37	15542,0	-	15542,0	-	37,0
15	1947	41	15263,5	-	15263,5	-	-
16	1948	45	18117,8	-	18117,8	-	-
17	1949	48	19345,1	-	19345,1	-	-
18	1950	50	18629,1	-	18629,1	-	-
19	1951	48	16252,8	867,5	17120,3	5,0	22,6
20	1952	47	15006,9	1811,4	16818,3	10,7	20,4
21	1953	47	14640,3	571,2	15211,5	3,6	16,1
22	1954	49	10819,3	3071,8	13891,1	22,1	15,0
23	1955	48	9526,5	2149,1	11675,6	18,6	13,6
24	1956	47	9301,5	2119,2	11420,7	10,7	12,0
25	1957	46	7851,8	2209,7	10061,5	21,9	11,5
26	1958	44	7904,2	2653,3	10557,5	25,1	11,8
27	1959	44	6470,3	2840,5	9310,8	30,5	12,4
28	1960	43	8344,0	3058,7	11402,7	26,8	13,1
29	1961	42	7139,1	2736,0	9875,1	27,7	15,7

30	1962	42	6482,0	3214,0	9696,0	33,1	18,5
			302499,4	27650,6	330150,0	8,4	

С целью увеличения добычи нефти на месторождении применялись различные методы интенсификации: дополнительные прострелы, форсированный отбор жидкости, кислотная обработка призабойной зоны в скважинах, гидроразрыв, кумулятивная перфорация колонн, регулярная чистка песчаных пробок, а с 1958г. – пуск опытной установки по площадному заводнению пермотриасовой залежи.

На дату подсчета запасов эксплуатация скважин осуществлялась глубинно-насосным способом.

Из графика и прилагаемой таблицы видно, что максимальная добыча нефти по горизонту достигла в 1942-43 гг. и составляла 23325,4 т. Одновременно с нефтью в скважинах в небольших количествах добывалась вода. В дальнейшем, несмотря на увеличение фонда действующих скважин добыча нефти снижается. В 1948 г. при введении из бурения многодебитных скважин №№ 19,25,43 и 47 добыча нефти повышается, доходя в 1949 году до 19345,1 т. В дальнейшем наблюдается постоянное снижение добычи. Начиная с 1951 года в скважинах появилась вода, количество которой в последующие годы все время увеличивалось. В 1962 г. процент обводненности составляет 33,1.

Пластовое давление по горизонту в процессе разработки все время падало. В 1957 году пластовое давление составляло 11,5 атм. С 1958 года проведен пуск опытной установки по площадному заводнению пермотриасовой залежи. Начиная с 1960 г. в связи с пуском экспериментальной установки по закачке воды для ППД, пластовое давление по горизонту начало возрастать. В 1961 г. оно составляет 15,7 атм., а в 1962-18,5 атм. При этом нет сведений о переведенных под ППД скважинах.

На 01.01.1963г. из горизонта добыто 302499,4 тонн нефти и 27650,6 тонн воды. Водяной фактор составляет 0,08. Объем извлеченной жидкости из горизонта составил 0,14 объема порового пространства нефтяной части пласта.

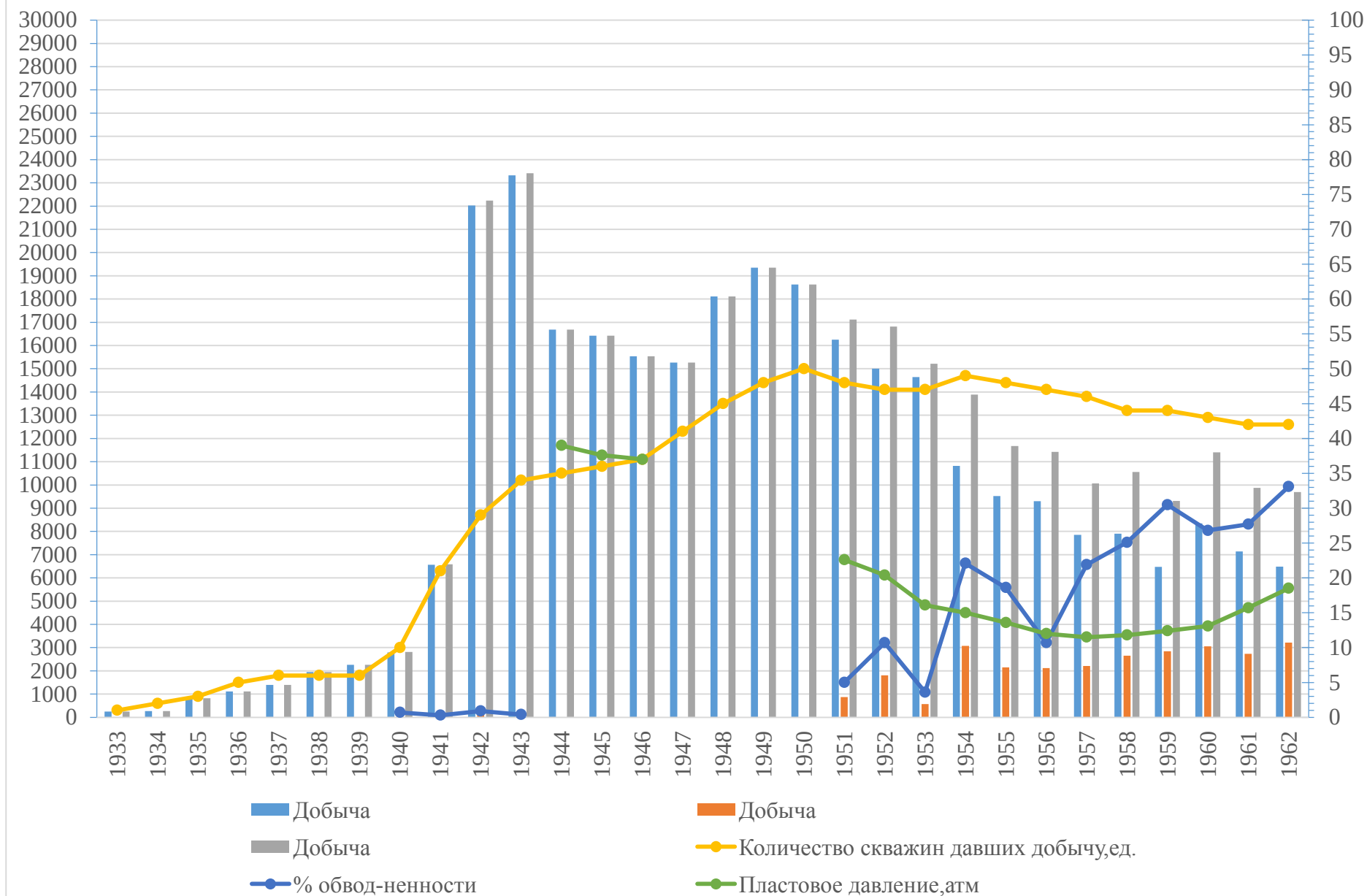
Судя по показаниям графика 3.2.2 в начальной стадии разработки в силах продвижения жидкости к забоям скважин значительное место занимал растворенный в нефти газ, на что указывают сравнительно высокие начальные дебиты нефти и факты фонтанирования некоторых скважин при сравнительно больших газовых факторах.

В настоящее время влияние растворенного газа снизилось до минимума. Режим растворенного газа переходит в упруговодонапорный режим. На это указывает падение газового фактора, пластового давления и увеличение обводненности залежи. Рост уровня жидкости в отдельных бездействующих скважинах обусловлен начавшимся заводнением.

На 01.01.1963 г. на горизонте работали 42 скважины с годовой добычей 6482,0 тонн нефти и 3214,0 тонн воды.

Суточные дебиты на 01.01.1963г. по скважинам колебались от 0,1 до 3,5 тонн и от 0,05 до 150,0 тонн воды. Существующие депрессии на пласт при этом колеблются от 0,1 до 35,0 атм.

График 3.2.2. характеризующий состояние разработки пермтриасового горизонта



Юрская залежь

Разработка залежи начата в 1949 году. Первые притоки нефти получены из скважины №38 при опробовании интервала 470-502 м. Начальный суточный дебит составляет 3,0 тонн.

В 1953 году вступила на юрский горизонт скважина №39, пришедшая после эксплуатации пермотриасовой залежи. Всего на горизонте перебивали в разработке 7 скважин. В 4 скважинах горизонт разрабатывается совместно с пермотриасовым. Исходя из общей площади нефтеносности плотность составляет 3,5 га на одну скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались в пределах от 0,1 до 3,0 тонн нефти, в двух скважинах - №79 и 112 получены притоки воды, соответственно, 23,0 и 35 тонн. Начальное пластовое давление 35 атм.

Данных о газовых факторах по скважинам горизонта в документации не найдено.

Характеристика разработки юрской залежи показана на графике 3.2.3. и таблице 3.2.3.

Таблица №3.2.3.

№№ пп	Годы	К-во скв. давших добычу	Добыча в т.			% обводненности
			нефти	воды	всего	
1	2	3	4	5	6	7
1	1949	1	964,6	-	964,6	-
2	1950	1	2848,5	-	2848,5	-
3	1951	1	2976,5	441,7	3418,2	12,9
4	1952	1	2437,8	1404,1	3841,9	36,5
5	1953	2	1396,9	2752,0	4148,9	66,3
6	1954	3	3634,1	6497,3	10131,4	64,1
7	1955	3	4213,7	7783,7	11997,4	64,9
8	1956	3	3416,7	5791,6	9208,3	62,9
9	1957	4	3416,2	10475,9	13892,1	75,3
10	1958	5	4056,4	34414,1	38470,5	89,4
11	1959	5	4256,4	54011,0	58267,4	92,7
12	1960	7	4248,8	100602,3	104851,1	95,9
13	1961	7	3765,3	143897,0	147662,3	97,4
14	1962	7	4625,0	188198,0	192823,0	97,6
			46256,9	556268,7	602525,6	92,3

Как видно из графика добыча нефти по годам находится почти на одном уровне. До 1953 года горизонт разрабатывался одной скважиной. Самый низкий уровень добычи отмечается в 1953 году. Причиной низкой добычи является то, что работающая скважина на этом горизонте продолжительное время находилась в ремонте, а пуск второй скважины задержался до ноября месяца, тогда как по плану она должна было вступить в разработку в мае месяце.

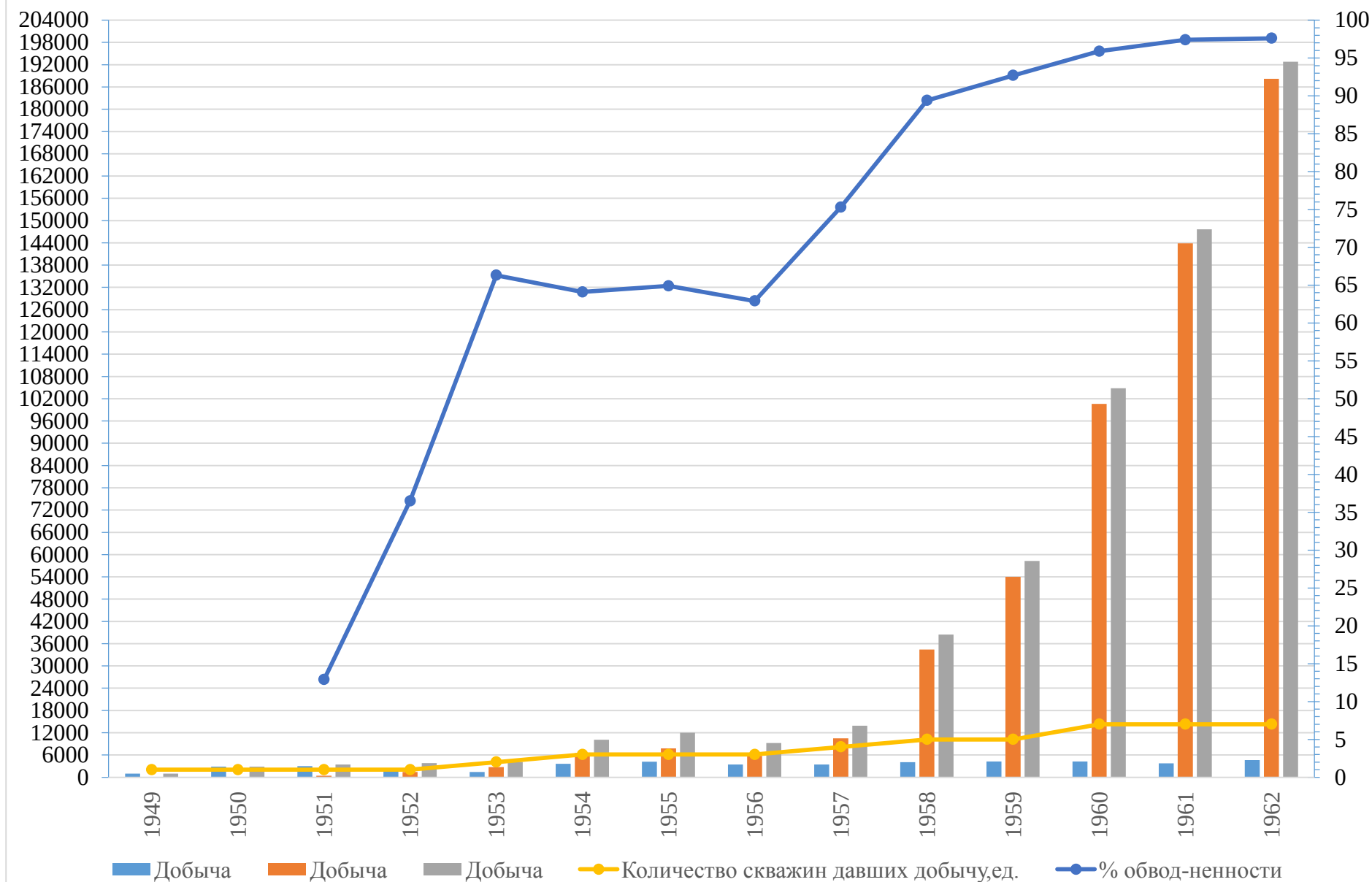
Добыча общей жидкости по горизонту невелика. Максимальный уровень общей жидкости достигнут в 1962 году и составляет 192823т., главным образом за счет воды. Процент воды в добываемой жидкости возрос с 12,9 в 1951 г. до 97,6% в 1962 году. Пластовое давление по данным замеров статических уровней снизилось до 10,3 атм.

С момента разработки на 01.01.1963г. из горизонта добыто 46256,9 тонн нефти и 556268,7 тонн воды, что составляет 0,65 объема пор нефтяной части пласта.

На 01.01.1993г. горизонт разрабатывался 7 скважинами с годовой добычей 4625,0 тонн нефти и 18819,0 воды.

Текущие суточные дебиты по скважинам колеблются от 0,1 до 6,5 тонн нефти и от 0,1 до 156,0 тонн воды. При депрессии на пласт от 9,9 до 46,5 атм.

График 3.2.3 характеризующий состояние разработки юрского горизонта



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

На дату составления подсчета запасов (на 01.01.1963г.) на месторождении были пробурены 3 структурные, 49 разведочных и 50 эксплуатационных скважин с глубинами 382 – 1831м.

Сведения о пробуренных на месторождении скважинах и состоянии разработки продуктивных горизонтов приведены в таблице 3.2.1.1

Горизонт	Количество скважин			Пределы суточных дебитов, т				% обводненности на 01.01.1963 г.	Добыча нефти, тыс.т	
	вскрывших горизонт в пре- делах приня- того контура нефтеносности	эксплуатирую- щие горизонт		начальные		текущие			за годы разра- ботки	за 1962г.
		за годы разра- ботки	в 1962г .	нефти	воды	нефти	воды			
Нижнеюрский	14	7	7	0,05- 3,0	0,0- 35,0	0,1- 6,5	0,1- 156,0	97,6	46,3	4,6
Пермотриасо- вый	58	54	42	0,1- 10,0	0,0	0,1- 3,5	0,05- 150,0	33,1	302,5	6,5

С 1958 года проведен пуск опытной установки по площадному заводнению пермотриасовой залежи. При этом нет сведений о переведенных под ППД скважинах, о приемистости, об объеме закачки.

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

На дату составления данного проекта недропользователем представлен только материалы отчета «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Джаксымай Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», составленный объединением «Казахстаннефть» по состоянию на 01.01.1963 года. Несмотря на тщательные поиски других материалов по месторождению: дел скважин, проектов разработки, отчетов по анализу разработки и др. недропользователю не удалось найти. Поэтому, для составления данного проекта были использованы данные, имеющиеся в указанном отчете.

Разработка месторождения начата в 1933 году с открытия промышленной нефтеносности пермотриасовой залежи на западном крыле структуры. В 1949 году введена в разработку нефтяная залежь в юрских отложениях на южном поле западного крыла.

С начала разработки до 01.01.1963г. по месторождению добыто 348755,3 тонн нефти и 583919,3 тонн воды.

Разработка западного крыла велась по системе «снизу-вверх». Базисным горизонтом являлась пермотриасовая залежь. Юрская залежь была выделена как объект для возврата или совмещения со скважинами пермотриасовой залежи.

На 01.01.1963г. накопленная добыча нефти из юрских отложений составила 82,7 тыс.т. Текущий КИН из юрской залежи составляет 12,8%, выработка извлекаемых запасов нефти составляет 64,2%.

Общая накопленная добыча нефти из пермотриасовых залежей на 01.01.1963г. составляет 302,5 тыс.т. Текущий КИН из пермотриасовых залежей составляет 23,4%, выработка извлекаемых запасов нефти составляет 78,0%.

В таблице 3.2.2.1 остаточные запасы нефти по залежам по состоянию на 01.01.1963г.

Таблица 3.2.2.1 Остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.1963г.

Горизонт	Поле	Зона	Категория	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Добыто за время эксплуатации	Остаточные запасы нефти геологические тыс.т.	Остаточные запасы нефти извлекаемые тыс.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
J ₁	Южное		C ₁	644,8	128,9	46,2	598,6	82,7
РТ	Северное		C ₁	785,8	235,7			
	Южное		C ₁	506,7	152,0			
	Итого		C ₁	1292,5	387,7	302,5	990,0	85,2
Всего по месторождению:			C ₁	1937,3	516,6	348,7	1588,6	167,9

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

По месторождению не имеются проекты разработки, отчеты по анализу разработки и другие данные для составления сравнительных таблиц и анализа эффективности принятой системы разработки. Поэтому, для анализа разработки использованы только данные, имеющиеся в отчете по подсчету запасов 1963 года.

Пермотриасовая залежь.

Разработка горизонта начата в 1933 году скважиной №5. Массовое разбуривание залежи велось в 1940-43 гг. по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 90-110 м, т.е. плотностью порядка 1-1,5 га на одну скважину. Бурение скважин велось по системе, ползущей от свода вниз по паданию. Всего на залежи перебивало в разработке 54 скважин. Фактическая плотность, исходя из всей площади залежи, составила 1.97 га на 1 скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 10,0 тонн нефти. Вода в начале разработки отсутствовала.

В начальной стадии разработки по горизонту добывалось большое количество растворенного газа. Газовый фактор по замерам 1943 года по отдельным скважинам составлял 300 м³ на одну тонну добытой нефти. В то время часть добываемого попутного газа использовали в качестве топлива в газомоторах. Основная масса добываемого газа выпускалась в воздух. По замерам в 1957-58 гг. среднегодовой газовый фактор оставался постоянным и составляли 74 м³/т. Среднее начальное пластовое давление по горизонту составляло 55 атмосфер.

Из графика 3.2.2 и прилагаемой таблицы 3.2.2 видно, что максимальная добыча нефти по горизонту достигла в 1942-43 гг. и составляла 23325,4 т. Одновременно с нефтью в скважинах в небольших количествах добывалась вода. В дальнейшем, несмотря на увеличение фонда действующих скважин добыча нефти снижается. В 1948 г. при введении из бурения многодебитных скважин №№ 19,25,43 и 47 добыча нефти повышается, доходя в 1949 году до 19345,1 т. В дальнейшем наблюдается постоянное снижение добычи. Начиная с 1951 года в скважинах появилась вода, количество которой в последующие годы все время увеличивалось. В 1962 г. процент обводненности составляет 33,1.

Пластовое давление по горизонту в процессе разработки все время падало. В 1957 году пластовое давление составляло 11,5 атм. С 1958 года проведен пуск опытной установки по площадному заводнению пермотриасовой залежи. Начиная с 1960 г. в связи с пуском экспериментальной установки по закачке воды для ППД, пластовое давление по

горизонту начало возрастать. В 1961 г. оно составляет 15,7 атм., а в 1962-18,5 атм. При этом нет сведений о переведенных под ППД скважинах.

На дату составления отчета по подсчету запасов влияние растворенного газа снизилось до минимума. Режим растворенного газа переходит в упруговодонапорный режим. На это указывает падение газового фактора, пластового давления и увеличение обводненности залежи. Рост уровня жидкости в отдельных бездействующих скважинах обусловлен начавшимся заводнением.

На 01.01.1963 г. на горизонте работали 42 скважины с годовой добычей 6482,0 тонн нефти и 3214,0 тонн воды.

Суточные дебиты на 01.01.1963г. по скважинам колебались от 0,1 до 3,5 тонн и от 0,05 до 150,0 тонн воды. Существующие депрессии на пласт при этом колеблются от 0,1 до 35,0 атм.

Юрская залежь

Разработка залежи начата в 1949 году. Первые притоки нефти получены из скважины №38 при опробовании интервала 470-502 м. Начальный суточный дебит составляет 3,0 тонн.

В 1953 году вступила на юрский горизонт скважина №39, пришедшая после эксплуатации пермотриасовой залежи. Всего на горизонте перебивали в разработке 7 скважин. В 4 скважинах горизонт разрабатывался совместно с пермотриасовым. Исходя из общей площади нефтеносности плотность составляет 3,5 га на одну скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались в пределах от 0,1 до 3,0 тонн нефти, в двух скважинах - №79 и 112 получены притоки воды, соответственно, 23,0 и 35 тонн. Начальное пластовое давление 35 атм.

Добыча общей жидкости по горизонту невелика. Максимальный уровень общей жидкости достигнут в 1962 году и составляет 192823т., главным образом за счет воды. Процент воды в добываемой жидкости возрос с 12,9 в 1951 г. до 97,6% в 1962 году. Пластовое давление по данным замеров статических уровней снизилось до 10,3 атм.

С момента разработки на 01.01.1963г. из горизонта добыто 46256,9 тонн нефти и 556268,7 тонн воды, что составляет 0,65 объема пор нефтяной части пласта.

На 01.01.1993г. горизонт разрабатывался 7 скважинами с годовой добычей 4625,0 тонн нефти и 18819,0 воды, суточные дебиты по скважинам колеблются от 0,1 до 6,5 тонн нефти и от 0,1 до 156,0 тонн воды. При депрессии на пласт от 9,9 до 46,5 атм.

3.2.4 Энергетическое состояние разработки месторождения

Среднее начальное пластовое давление по пермотриасовому горизонту составляло 55 атмосфер. Пластовое давление по горизонту в процессе разработки все время падало. В 1957 году пластовое давление составляло 11,5 атм. С 1958 года проведен пуск опытной установки по площадному заводнению пермотриасовой залежи. Начиная с 1960 г. в связи с пуском экспериментальной установки по закачке воды для ППД, пластовое давление по горизонту начало возрастать. В 1961 г. оно составляет 15,7 атм., а в 1962-18,5 атм.

Начальное пластовое давление по юрскому горизонту составляло 35 атм. В 1962 году пластовое давление по данным замеров статических уровней снизилось до 10,3 атм.

Учитывая, что около 50 лет месторождение не разрабатывалось и находилось в консервации, предполагается некоторое повышение пластовых давлений в залежах. Поэтому при расконсервации скважины и после бурения эксплуатационно-оценочных скважин необходимо провести замеры пластовых давлений.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

Геологоразведочные работы проводились в 1926-1937 гг. Структура выявлена гравиметрической и сейсмической съемками 1930-1931 гг.

Месторождение открыто в 1933 г.

В 1931-32г.г. проводилась сейсморазведка методом преломленных волн. Данные этой съемки, несмотря на некоторую неточность, дали первое представление о форме соляного штока.

В 1934-35г.г. проведена детальная сейсмическая съемка методом преломленных волн в масштабе 1:25000. В 1941 году данные эти данные были переинтерпретированы Н.И.Пузевым. В результате второй интерпретации была составлена структурная карта по кровле соли.

Впервые извлекаемые запасы нефти пермотриасового горизонта были утверждены ВКЗ 15.06.1945г. по состоянию изученности на 01.01.1945г.

При разведке, доразведке и в процессе разработки до 1950 года на месторождении Жаксымай было пробурено 102 скважины.

В 1963г. был утвержден подсчет запасов нефти по пермотриасовому и юрскому горизонту по состоянию изученности на 01.01.1963г. (Протокол ГКЗ №4136 от 01.11.1963г.).

Для расчета технологических показателей разработки приняты структурные построения с подсчета запасов 1963 года, которые были составлены с использованием ранее проведенных сейсмических работ и данных скважин, пробуренных на месторождении.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

По месторождению математические модели не имеются.

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами разработки...» выделение в разрезе месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи для получения рациональной системы разработки в ближайшую прогнозируемую перспективу.

Первые признаки нефти на месторождении Жаксымай были получены при опробовании скважины 5 в 1933г. из отложений пермотриаса западного крыла. В 1949г. получили притоки нефти из юрского горизонта этого же крыла. На юго-западном и восточном крыльях притоки нефти из пробуренных скважин не получены.

Впервые извлекаемые запасы нефти пермотриасового горизонта были утверждены ВКЗ 15.06.1945г. по состоянию изученности на 01.01.1945г. Извлекаемые запасы нефти были утверждены в количествах 271,7 тыс.т по категории А, 276,6 тыс.т. по категории В, 527,1тыс.т. по категории С₁ и 593,0тыс.т. по категории С₂. В 1963г. был утвержден подсчет запасов нефти по пермотриасовому и юрскому горизонту по состоянию изученности на 01.01.1963г. (Протокол ГКЗ №4136 от 01.11.1963г.).

На Государственном балансе Республики Казахстан по месторождению Жаксымай числятся запасы нефти в следующих количествах по категории С₁:

по нижнеюрскому горизонту 599тыс.т. геологических, 83тыс.т. извлекаемых;

по пермотриасовому горизонту 990,0тыс.т геологических, 85,0тыс.т извлекаемых.

Всего по месторождению:

1589тыс.т геологических, 168тыс.т извлекаемых.

В связи с дегазацией залежей запасы растворенного в нефти газа на баланс приняты не были.

С учетом имеющихся данных по месторождению в настоящем отчета выделены два объекта разработки: нижнеюрский горизонт (Ю1) и пермотриасовый горизонт (РТ).

Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 0.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

№ п/п	Наименование	Величины	
		Ю1	РТ
1	2	3	4
1	Средняя глубина залегания, м	-275; -385	-295; -470
2	Тип залежи	крыльевые, литологически и тектонически экранированные	
3	Тип коллектора	терригенный, поровый	терригенный, поровый
4	Площадь нефтеносности (кат. С ₁), тыс. м ²	371,480	1068,256
5	ВНК, м	не определен	не определен
6	Средняя толщина эффективная, м	35	35,8
7	Средняя толщина нефтенасыщенная, м	7,5	8,6
8	Пористость по ГИС, доли ед.	0,33	0,254
9	Пористость по керну, доли ед.	-	0,257
10	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,794	0,735
11	Средняя насыщенность связанной водой, доли ед.	0,206	0,265
12	Проницаемость по керну, мд	-	70,4
13	Проницаемость по ГДИС, мд	-	-
14	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,327	0,341
15	Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,69	9,71
16	Начальное пластовое давление, атм	35	55
17	Начальная пластовая температура, °С	-	-
18	Отметка приведения давления и температуры, м	-	-
19	Текущее (в 1962г.) пластовое давление, атм	10,3	18,5
20	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-
21	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	-
22	Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-
23	Относительная плотность газа по воздуху	-	-
24	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	-
25	Газосодержание нефти, м ³ /т	-	64,5
26	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	-
27	Плотность нефти в стандартных условиях, т/м ³	0,904	0,849
28	Вязкость нефти в стандартных условиях, мм ² /с	327,3	12,4
29	Содержание серы в нефти, %	0,238	0,35
30	Содержание парафина в нефти, %	0,175	0,8435
31	Средний коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа)	-	-
32	Средний коэффициент приемистости, м ³ /(сут·МПа)	-	-
33	Коэффициент удельной продуктивности по нефти, 10 м ³ /(сут·МПа·м)	-	-
34	Коэффициент удельной приемистости, 10 м ³ /(сут·МПа·м)	-	-
35	Пьезопроводность пласта, 10 ⁻⁴ м ² /с	-	-
36	Начальные балансовые запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	644,8	1292,3
37	Начальные извлекаемые запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	128,9	387,7
38	Начальные балансовые запасы растворенного газа категории С ₁ , млн.м ³	-	-
39	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа категории С ₁ , млн.м ³	-	-
40	КИН, доли ед.	0,20	0,30

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристик

В соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению проектов разработки...» и п.п. 134 и 135 «Единых правил...», а также с учетом имеющихся результатов по разработке и анализа состояния месторождения, рассмотрены 3 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин и применением системы по ППД.

В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, рассматривается добываемая вода из водозаборной скважины и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

Компенсация отбора жидкости из пермотриасовых (РТ) залежей закачкой воды предусмотрена на уровне 100%, исходя из того, чтобы не допускать дальнейшего снижения пластового давления.

При расчёте проектных показателей разработки, величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на уровне показателей 1962 года. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта.

Коэффициент эксплуатации скважин принят равным 0,95 доли ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС и исследовательских работ.

В связи с недостаточной изученностью продуктивных горизонтов при разведке и разработке месторождения до 1963 года, о чем было указано в протоколе ГКЗ СССР за №4136 от 02.11.1963г., во всех вариантах предусматривается начать работы с расконсервации и ввода в разработку 3-х ранее законсервированных скважин в присводовой части северного блока месторождения (№№), где имеется более мощная нефтенасыщенная толщина и бурения 3-х эксплуатационно-оценочных скважин на пермотриасовые залежи в сводовой части северного и южного блока в 2023 году, которые, согласно пункта №119 «Единых правил ...» выполняют узконаправленные задачи по изучению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполнения в них промыслово-исследовательских работ по определению параметров залежи, определения положения ВНК и подтверждения промышленных запасов, а также для оценки выработки запасов.

По результатам, полученным от расконсервированных скважин и бурения эксплуатационно-оценочных скважин возможны изменения мест заложений остальных проектных эксплуатационных скважин, предусмотренных в отчете.

1 вариант. Оценивает перспективы разработки продуктивных горизонтов месторождения на режиме истощения пластовой энергии.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи винтовых скважинных насосных установок (ВШНУ).

I- варианту запланировано расконсервация и ввод 3-х скважин на северном блоке пермотриасовой залежи в 2023 году, бурение всего 17 эксплуатационных скважин.

Из них: 13 скважин (плотность сетки скважин 6,7 га/скв.) на пермотриасовые (РТ) залежи (7 скважин на северном блоке, 6 скважин на южном блоке). Первая скважина вводится в эксплуатацию в мае месяце 2023 года. Начальный дебит скважин в пермотриасовых отложениях по нефти принят 5,5 т/сут, обводненность 34%.

По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин (плотность сетки скважин 9,3 га/скв). Первая скважина вводится в эксплуатацию мае месяце 2025 года. Начальный дебит скважин в юрских отложениях по нефти принят 4,0 т/сут, обводненность 52%.

Закачка воды для ППД по данному варианту не предусматривается. Фонд добывающих скважин составляет 20 ед.

2 вариант. Предусматривается разработка пермотриасовых залежей месторождения с внутриконтурным заводнением в виде продольного разрезающего ряда из трех нагнетательных скважин. Из них 2 нагнетательные скважины предусматриваются на северном блоке, 1 нагнетательная скважина – на южном блоке. Нижнеюрская залежь (Ю1) разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии.

В целом по месторождению фонд добывающих скважин остается как и в первом варианте и составляет 20 ед., фонд нагнетательных скважин 3 ед. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ВШНУ.

3 вариант. Предусматривается разработка месторождения на базе 2 варианта. В дополнение ко 2 варианту, с целью уплотнения сетки скважин, предусматривается дополнительно ввод из бурения 8 добывающих скважин на пермотриасовые залежи с 2025 по 2027гг.

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 28 ед., фонд нагнетательных скважин 3 ед. Плотность сетки скважин на пермотриасовые залежи 4,45 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ВШНУ.

Сравнение исходных данных по вариантам разработки представлено в таблице 3.4.2.

Схема размещения проектных скважин представлена в папке III графическом приложении №....

Таблица 0.2 - Сравнение исходных данных по вариантам разработки

Проектные характеристики	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
Продуктивные горизонты	Ю1	РТ	Ю1	РТ	Ю1	РТ
Геологические запасы нефти С ₁ , тыс.т.	644,8	1292,5	644,8	1292,5	644,8	1292,5
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	371,480	1068,256	371,480	1068,256	371,480	1068,256
Система воздействия, режим	-	-	-	ППД	-	ППД
Система размещения скважин	рядное					
Ввод скважин из консервации, ед.	-	3	-	3	-	3
Бурение всего скважин, ед.	4	13	4	13	4	21
из них: добывающие, ед.	4	13	4	13	4	21
нагнетательные, ед.	-	-	-	3	-	3
Фонд добывающих скважин с начала разработки, всего	4	16	4	16	4	24
Плотность сетки, га/скв.	9,3	6,7	9,3	6,7	9,3	4,5
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	-	-	-	5:1	-	8:1
Начальные геологические запасы на 1 скв., тыс.т	161,2	66,8	161,2	66,8	161,2	44,5
Способ эксплуатации добывающих скважин	Мех.					
Режим работы скважин:						
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	-	-	0,95	-	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	-	-	100	-	100
Объемы бурения всего, тыс. м	2,6	8,45	2,6	10,4	2,6	15,6

Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения проектных скважин на пермотриасовые залежи принята около 13м., на нижнеюрскую залежь - 10 м.

Адресная программа бурения по вариантам разработки представлены в таблице 3.4.3

Таблица 0.3 - Программа бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин по вариантам разработки

Год	Залежь	Блок	1 вариант	2 вариант	3 вариант
2023	РТ	Северный	экспл.-оценочные скважины – 300,301	экспл.-оценочные скважины – 300,301	экспл.-оценочные скважины – 300,301
		Южный	экспл.-оценочная скважина -302	экспл.-оценочная скважина -302	экспл.-оценочная скважина -302
	Ю1	-	-	-	-
2024	РТ	Северный	-	-	-
		Южный	-	-	-
	Ю1	-	-	-	-
2025	РТ	Северный	экспл. скважины – 303,305,306	экспл. скважины – 303,305,306 нагнетательная скважина -340-Н	экспл.скважины – 303,305,306,309,310 нагнетательная скважина -340-Н
		Южный	экспл. скважина -320,321,323	экспл. скважины – 320, 321, 323	экспл.скважины – 320, 321, 323,325
	Ю1	-	экспл. скважина - 330	экспл. скважина– 330	экспл.скважина– 330
2026	РТ	Северный	экспл. скважины – 304,307	экспл. скважины – 304,307 нагнетательная скважина -341-Н	экспл. скважины – 304,307,308,311 нагнетательная скважина -341-Н
		Южный	экспл. скважина -322,324	экспл. скважины – 322,324 нагнетательная скважина -342-Н	экспл. скважины – 322,324,327 нагнетательная скважина -342-Н
	Ю1	-	экспл. скважины -331,332	экспл. скважины -331,332	экспл. скважины -331,332
2027	РТ	Северный	-	-	экспл. скважина - 312
		Южный	-	-	экспл. скважина - 326
	Ю1	-	экспл. скважина - 333	экспл. скважина - 333	экспл. скважина - 333

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Разработка пермтриасовых залежей (РТ) месторождения будет производиться с поддержанием пластового давления путем закачки воды через нагнетательные скважины. Для закачки будут использоваться вода из водозаборной скважины и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

На основе данных анализа, а также геолого-литологических и технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

После подготовки и очистки, качество воды после фильтрации должно соответствовать параметрам, приведенным в таблице 6.5.2 в соответствии с требованиями СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды». Астана, 2007г.

Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, учитывающей всю имеющуюся информацию по месторождению. Параметры залежей приведены в таблице 3.4.1.

В данной методике в качестве основных параметров рассматривают:

средний коэффициент продуктивности;

соотношение коэффициентов подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

коэффициент надежности расчетов;

геологические запасы нефти;

общее число скважин, дебит скважин;

начальные извлекаемые запасы.

При недостаточном объеме информации в период составления проекта эксплуатации залежей можно воспользоваться существующей математической зависимостью, которая учитывает снижение добычи нефти при недостатке исследований.

В этих условиях прогноз добычи нефти ведется с формулы дебита системы скважин, эксплуатирующей непрерывный неограниченный пласт, обладающий упругими свойствами:

$$q = \eta \cdot n_0 \cdot (P_{nl}^0 - P_{заб}) \cdot \varphi \cdot \xi$$

где: η - средний коэффициент продуктивности скважин;

n_0 - общее число скважин;

P_{nl}^0 - начальное пластовое давление в залежи;

$P_{заб}$ - начальное забойное давление добывающих скважин;

φ - функция относительной производительности скважин;

ξ - коэффициент, уменьшающий проектный дебит по сравнению с расчетным для условий постоянно работающих скважин, однородных пластов и достоверно известной их продуктивности.

Понижающий коэффициент представим в виде произведения трех коэффициентов:

$$\xi = \xi_1 \cdot \xi_2 \cdot \xi_3$$

здесь: ξ_1 - коэффициент эксплуатации;

ξ_2 - коэффициент, учитывающий отрицательное влияние зональной неоднородности пластов.

$$\xi_2 = \frac{1}{1 + (0,5 \cdot V_3^2 + 2,3 \cdot \omega^2) \cdot \frac{S'}{d^2}};$$

где: V_3^2 - показатель зональной неоднородности по проницаемости; ω - прерывистость, т.е. доля коллектора по площади нефтяных пластов; S' - площадь залежи, приходящаяся на одну скважину; d - линейный размер или шаг случайного изменения коллекторских свойств пластов, такими зонами различной проницаемости моделируется зональная неоднородность пластов;

ξ_3 - коэффициент, учитывающий возможную неточность определения среднего значения коэффициента продуктивности при ограниченном числе исследованных скважин и неоднородности скважин по продуктивности, резервирующая часть расчетной производительности с тем, чтобы обеспечить проектный дебит с заданной надежностью не менее 90%.

Принимая во внимание недостаточную изученность параметров, необходимых для достоверного расчета объема добычи нефти, темпа развития обводненности и активность водоносной зоны на данной стадии работ, для расчета динамики добычи входные дебиты добывающей скважины были рассчитаны на имеющемся материале.

Динамика обводненности продукции скважин запроектирована условно в связи с тем, что на данном этапе проектирования еще нет достоверных данных.

Годовой уровень добычи нефти рассчитывался по общеизвестной формуле:

$$Q_n = q_n * N_{скв} * 365 * K_z$$

где: Q_n – годовой уровень отбора нефти; q_n – средний дебит по нефти одной добывающей скважины; $N_{скв}$ – количество скважин; K_z – коэффициент эксплуатации добывающих скважин.

Результаты прогноза основных технологических показателей на период эксплуатации приведены в главе 4.

Режим работы скважин. Эксплуатации скважин планируется проводить механизированным способом эксплуатации с применением винтовых насосов (ВШН). В процессе эксплуатации необходимо установить оптимальный режим работы с помощью МУО, так как в горизонтах пластовые давления близки к гидростатическому давлению.

Режим работы залежей. Исходя из геологических условий месторождения Жаксымай, энергетический характер дренирования предполагается – как упруговодонапорный режим, так и в режиме растворенного газа.

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

В настоящем разделе приводится подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов проекта, проводимых с целью определения эффективности разработки месторождения Жаксымай.

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

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в национальной валюте тенге.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.5.1.

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- административные расходы (таблица 3.5.1)
- нормативы для расчета платежей в бюджет (таблица 3.5..2).

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда скважин;
- на 1-го работника ППП;

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;
- на 1 тонну добываемой жидкости.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Налоговым Кодексом Республики РК « О налогах и других обязательных платежей в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

Таблица 3.5.1. Техничко-экономические нормативы расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Капитальные вложения:		
1	Ввод новых скважин из бурения, млн.тенге/скв	255,0
	Ввод нагнетательных скважин из бурения, млн.тенге/скв	255,0
3	Ввод из консервации, млн.тенге/скв	37,0
4	Обустройство скважин млн.тенге/скв	4,5
5	Строительство выкидных линий, млн.тенге/км	2,5
6	Нагнетательные линии, млн.тенге/км	3,0
7	ГЗУ, млн.тенге	20,0
8	Нефтяной коллектор, млн.тенге/км	3,0
9	Автомобильные дороги, млн.тенге/км	12,0
10	Строительство ЛЭП млн.тенге/км	3,0
Эксплуатационные затраты		
1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП, млн. тенге /чел.	3,5
2	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП, млн. тенге /чел	5,3
3	Ремонт скважин, млн. тенге /скв.	0,5
4	Соцсфера и местная инфраструктура, % от от инвестиций по итогам предыдущего года.	1%
5	Страхование, млн. тенге/чел	0,02
6	Затраты на обучение казахстанских специалистов, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1,0 %
7	Затраты на НИОКР, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1,0%
8	Ликвидационный фонд, млн.тенге	глава 12, табл.12.4.2
9	Услуги условно- постоянного характера на промысле, зависящие от кол-ва скважин, млн.тенге/ скв.	2,6
10	Экологические затраты, тыс.тенге/т.нефти	0,03
11	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП, млн.тенге/чел.	1,1
12	Производственно-технические материалы, тыс.тенге/т.ж-ти	1,2
13	Затраты производственного характера, тыс.тенге/т.ж-ти	2,8
14	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, млн. тенге/год	42,6
15	Арендные затраты АУП, млн. тенге/год	49,3
16	Затраты на электроэнергию, тыс.тенге/т.ж-ти	0,5
17	Экологические затраты, тыс.тенге/т.нефти	0,3
18	Амортизация	Производ-ный метод
19	Общие и административные расходы, млн.тенге/чел.	6,6
20	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями, млн.тенге/год	24,6
21	Арендные затраты, млн.тенге/год	54,0

Таблица 3.5.2. Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Цена		
1	Товарная нефть, %	0,995
2	Товарная нефть на внутренний рынок, %	100% до 2026г, далее 40%
3	Товарная нефть на экспорт, %	60 %с 2026г.
4	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т.	90,0
5	Цена реализации нефти на экспорт, тыс.тенге/т	210,0
6	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т	7,0
7	Цена транспорта нефти на внешнем рынке, тыс.тенге/т	15
13	Количество баррелей в тонне, bbl/тонна	7,41
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5 согласно ст.521.
2	Корпоративный подоходный налог,%	20 согласно ст.313
3	Налог на добычу, %	5%, 2,5% согласно ст 742 НК
4	Социальный налог, %	до 2025-9,5%, с 2025г-11%
5	Налог на сверх прибыль,%	Согласно ст.761 НК
6	Рентный налог, %	согласно ст.715 НК
7	Экспортная пошлина, \$/т. нефти	По шкале ТК
8	Индекс инфляции, %	7

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

В соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению проектов разработки...» и п.п. 134 и 135 «Единых правил...», а также с учетом имеющихся результатов по разработке и анализа состояния месторождения, рассмотрены 3 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин и применением системы по ППД.

В качестве рекомендуемого к реализации предлагается 2 вариант разработки. Прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому 2 варианту разработки по месторождению в целом представлены в таблицах 4.1.1-4.1.6. Показатели разработки согласно первому и третьему вариантам представлены в табличных приложениях П.4.1.7-П.4.1.18.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей было определено, что Проект эффективен по всем трем вариантам, однако самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант 2, так как при этом варианте

- достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 10%, 15%, 20% ;
- достигается максимальная накопленная прибыль;
- максимальная внутренняя норма рентабельности IRR;
- наименьший срок окупаемости проекта.

Таблица-4.1.1. Характеристика основного фонда скважин по пермтриасовым залежам месторождения Жаксымай (вариант II)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из консервации	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	3	3	0	6	3	0	1,95	0	0	6	6	0	5,4	8,3	0,0
2024	0	0	0	6	0	0	1,95	0	0	6	6	0	5,1	8,3	0,0
2025	7	6	1	13	0	0	6,5	0	0	12	12	1	5,0	8,2	75,8
2026	6	4	2	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	5,6	9,5	42,2
2027	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	5,2	9,5	50,4
2028	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	4,8	9,4	50,2
2029	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	4,4	9,3	49,7
2030	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	4,0	9,3	49,3
2031	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	3,6	9,2	49,0
2032	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	3,3	9,1	48,8
2033	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	3,0	9,1	48,3
2034	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	2,8	9,0	47,9
2035	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	2,5	8,9	47,6
2036	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	2,3	8,9	47,4
2037	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	2,1	8,8	46,9
2038	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,9	8,7	46,6
2039	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,8	8,7	46,2
2040	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,6	8,6	46,0
2041	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,5	8,6	45,6
2042	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,4	8,5	45,2
2043	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,2	8,4	44,9
2044	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,1	8,3	44,0
2045	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	1,0	8,1	43,1
2046	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	0,9	7,9	42,3
2047	0	0	0	19	0	0	10,40	0	0	16	16	3	0,8	7,8	41,4

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай по II варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	6,613	1,71	7,76	309,113	79,7	23,9	10,128	10,128	340,2	340,2	34,7	0	0	0	0	0,42654	0,42654
2024	10,529	2,72	13,40	319,642	82,4	24,7	17,196	17,196	357,4	357,4	38,8	0	0	0	0	0,67912	1,10566
2025	15,796	4,07	23,21	335,438	86,5	26,0	26,286	26,286	383,7	383,7	39,9	26,30	26,30	100,1	6,9	1,01884	2,12450
2026	25,878	6,67	49,52	361,316	93,2	28,0	43,936	43,936	427,6	427,6	41,1	43,90	70,20	99,9	16,4	1,66913	3,79363
2027	29,009	7,48	109,95	390,325	100,7	30,2	52,479	52,479	480,1	480,1	44,7	52,5	122,70	100,0	25,6	1,87108	5,66471
2028	26,585	6,86	-	416,91	107,5	32,3	52,246	52,246	532,4	532,4	49,1	52,2	174,90	99,9	32,9	1,71473	7,37945
2029	24,229	6,25	-	441,139	113,8	34,1	51,727	51,727	584,1	584,1	53,2	51,7	226,60	99,9	38,8	1,56277	8,94222
2030	22,145	5,71	-	463,284	119,5	35,8	51,356	51,356	635,5	635,5	56,9	51,40	278,00	100,1	43,7	1,42835	10,37057
2031	20,237	5,22	-	483,521	124,7	37,4	50,988	50,988	686,4	686,4	60,3	51,00	329,00	100,0	47,9	1,30529	11,67585
2032	18,550	4,78	-	502,071	129,5	38,8	50,762	50,762	737,2	737,2	63,5	50,80	379,80	100,1	51,5	1,19648	12,87233
2033	16,904	4,36	-	518,975	133,9	40,2	50,26	50,26	787,5	787,5	66,4	50,30	430,10	100,1	54,6	1,09031	13,96264
2034	15,45	3,99	-	534,425	137,8	41,3	49,898	49,898	837,4	837,4	69,0	49,90	480,00	100,0	57,3	0,99653	14,95916
2035	14,122	3,64	-	548,547	141,5	42,4	49,541	49,541	886,9	886,9	71,5	49,50	529,50	99,9	59,7	0,91087	15,87003
2036	12,941	3,34	-	561,488	144,8	43,4	49,321	49,321	936,2	936,2	73,8	49,30	578,80	100,0	61,8	0,83469	16,70473
2037	11,795	3,04	-	573,283	147,9	44,4	48,833	48,833	985,1	985,1	75,8	48,80	627,60	99,9	63,7	0,76078	17,46550
2038	10,779	2,78	-	584,062	150,6	45,2	48,48	48,48	1033,5	1033,5	77,8	48,50	676,10	100,0	65,4	0,69525	18,16075
2039	9,853	2,54	-	593,915	153,2	46,0	48,134	48,134	1081,7	1081,7	79,5	48,10	724,20	99,9	67,0	0,63552	18,79627
2040	9,03	2,33	-	602,945	155,5	46,6	47,918	47,918	1129,6	1129,6	81,2	47,90	772,10	100,0	68,4	0,58244	19,37870
2041	8,230	2,12	-	611,175	157,6	47,3	47,445	47,445	1177,0	1177,0	82,7	47,40	819,50	99,9	69,6	0,53084	19,90954
2042	7,521	1,94	-	618,696	159,6	47,9	47,105	47,105	1224,1	1224,1	84,0	47,10	866,60	100,0	70,8	0,48510	20,39464
2043	6,872	1,77	-	625,568	161,4	48,4	46,768	46,768	1270,9	1270,9	85,3	46,80	913,40	100,1	71,9	0,44324	20,83789
2044	6,184	1,60	-	631,752	162,9	48,9	45,832	45,832	1316,7	1316,7	86,5	45,80	959,20	99,9	72,8	0,39887	21,23675
2045	5,566	1,44	-	637,318	164,4	49,3	44,915	44,915	1361,7	1361,7	87,6	44,90	1004,10	100,0	73,7	0,35901	21,59576
2046	5,009	1,29	-	642,327	165,7	49,7	44,017	44,017	1405,7	1405,7	88,6	44,00	1048,10	100,0	74,6	0,32308	21,91884
2047	4,508	1,16	-	646,835	166,8	50,0	43,137	43,137	1448,8	1448,8	89,5	43,10	1091,20	99,9	75,3	0,29077	22,20961

В 2028 году накопленная добыча нефти 416,91 тыс.т., КИН – 32,3%

В 2047 году накопленная добыча нефти 646,84 тыс.т., КИН – 50,0%

По данному варианту на пермотриасовые залежи планируется ввод из консервации 3-х скважин и бурение 13 эксплуатационных скважин. Из них: на северном блоке 7 скважин (2023г. - 2 скв., 2025г. - 3 скв., 2026г. - 2 скв.), на южном блоке 6 скважин (2023г. - 1скв., 2025г. - 3 скв., 2026г. - 2скв);																	
3 нетательных скважин (2025г. -1 скважины на северном блоке, 2026г. - 1 скважину на северном, 1 скважины на южном блоке).																	

Таблица-4.1.3 Характеристика основного фонда скважин по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай (вариант II)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из бездействия	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	1	1	0	1	0	0	0,65	0	0	1	1	0	3,9	8,2	0,0
2026	2	2	0	3	0	0	1,95	0	0	3	3	0	3,8	8,1	0,0
2027	1	1	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	3,7	8,0	0,0
2028	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	3,4	8,0	0,0
2029	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	3,1	7,9	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,8	7,9	0,0
2031	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,6	7,9	0,0
2032	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,4	7,9	0,0
2033	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,2	7,8	0,0
2034	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,0	7,7	0,0
2035	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,8	7,7	0,0
2036	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,7	7,7	0,0
2037	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,5	7,6	0,0
2038	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,4	7,5	0,0
2039	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,3	7,5	0,0
2040	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,2	7,4	0,0
2041	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,1	7,4	0,0
2042	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,0	7,3	0,0
2043	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,9	7,3	0,0
2044	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,8	7,2	0,0
2045	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,7	7,2	0,0
2046	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,7	7,0	0,0
2047	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,6	6,8	0,0

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай по II варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	0	0,00	0,00	46,200	35,8	7,2	0	0	602,5	602,5	0,0	0	0	0	0	0,00000	0,00000
2024	0	0,00	0,00	46,200	35,8	7,2	0	0	602,5	602,5	0,0	0	0	0	0	0,00000	0,00000
2025	0,904	0,70	1,09	47,104	36,5	7,3	1,903	1,903	604,4	604,4	52,5	0	0	0	0	0,05831	0,05831
2026	2,975	2,31	3,64	50,079	38,9	7,8	6,625	6,625	611,0	611,0	55,1	0	0	0	0	0,19189	0,25020
2027	4,691	3,64	5,95	54,77	42,5	8,5	11,363	11,363	622,4	622,4	58,7	0	0	0	0	0,30257	0,55277
2028	4,745	3,68	6,40	59,515	46,2	9,2	11,277	11,277	633,7	633,7	57,9	0	0	0	0	0,30605	0,85882
2029	4,325	3,36	6,23	63,84	49,5	9,9	11,165	11,165	644,8	644,8	61,3	0	0	0	0	0,27896	1,13778
2030	3,953	3,07	6,08	67,793	52,6	10,5	11,087	11,087	655,9	655,9	64,3	0	0	0	0	0,25497	1,39275
2031	3,613	2,80	5,91	71,406	55,4	11,1	11,008	11,008	666,9	666,9	67,2	0	0	0	0	0,23304	1,62579
2032	3,309	2,57	5,76	74,715	58,0	11,6	10,958	10,958	677,9	677,9	69,8	0	0	0	0	0,21343	1,83922
2033	3,017	2,34	5,57	77,732	60,3	12,1	10,849	10,849	688,7	688,7	72,2	0	0	0	0	0,19460	2,03381
2034	2,757	2,14	5,39	80,489	62,4	12,5	10,774	10,774	699,5	699,5	74,4	0	0	0	0	0,17783	2,21164
2035	2,519	1,95	5,20	83,008	64,4	12,9	10,693	10,693	710,2	710,2	76,4	0	0	0	0	0,16248	2,37412
2036	2,311	1,79	5,04	85,319	66,2	13,2	10,648	10,648	720,9	720,9	78,3	0	0	0	0	0,14906	2,52318
2037	2,106	1,63	4,83	87,425	67,8	13,6	10,541	10,541	731,4	731,4	80,0	0	0	0	0	0,13584	2,65901
2038	1,925	1,49	4,64	89,35	69,3	13,9	10,467	10,467	741,9	741,9	81,6	0	0	0	0	0,12416	2,78318
2039	1,759	1,36	4,45	91,109	70,7	14,1	10,390	10,390	752,2	752,2	83,1	0	0	0	0	0,11346	2,89663
2040	1,613	1,25	4,27	92,722	71,9	14,4	10,344	10,344	762,6	762,6	84,4	0	0	0	0	0,10404	3,00067
2041	1,468	1,14	4,06	94,19	73,1	14,6	10,244	10,244	772,8	772,8	85,7	0	0	0	0	0,09469	3,09536
2042	1,342	1,04	3,87	95,532	74,1	14,8	10,169	10,169	783,0	783,0	86,8	0	0	0	0	0,08656	3,18191
2043	1,226	0,95	3,67	96,758	75,1	15,0	10,097	10,097	793,1	793,1	87,9	0	0	0	0	0,07908	3,26099
2044	1,123	0,87	3,49	97,881	75,9	15,2	10,052	10,052	803,2	803,2	88,8	0	0	0	0	0,07243	3,33342
2045	1,026	0,80	3,31	98,907	76,7	15,3	9,950	9,95	813,1	813,1	89,7	0	0	0	0	0,06618	3,39960
2046	0,934	0,72	3,11	99,841	77,5	15,5	9,751	9,751	822,9	822,9	90,4	0	0	0	0	0,06024	3,45984
2047	0,840	0,65	2,89	100,681	78,1	15,6	9,550	9,550	832,4	832,4	91,2	0	0	0	0	0,05418	3,51402

В 2047г. накопленная добыча нефти 100,68 тыс.т., КИН -15,6%

По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин: (2025г. - 1 скв., 2026г. - 2 скв., 2027г. – 1 скв.).

Таблица-4.1.5 Характеристика основного фонда скважин по месторождению Жаксымай (вариант II)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из консервации	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	3	3	0	6	3	0	1,95	0	0	6	6	0	5,4	8,3	0,0
2024	0	0	0	6	0	0	1,95	0	0	6	6	0	5,1	8,3	0,0
2025	8	7	1	14	0	0	7,15	0	0	13	13	1	5,0	8,6	75,8
2026	8	6	2	22	0	0	12,35	0	0	19	19	3	4,9	8,5	42,2
2027	1	1	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	4,9	9,2	50,4
2028	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	4,5	9,2	50,2
2029	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	4,1	9,1	49,7
2030	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	3,8	9,0	49,3
2031	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	3,4	8,9	49,0
2032	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	3,1	8,9	48,8
2033	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	2,9	8,8	48,3
2034	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	2,6	8,7	47,9
2035	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	2,4	8,7	47,6
2036	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	2,2	8,6	47,4
2037	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	2,0	8,6	46,9
2038	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,8	8,5	46,6
2039	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,7	8,4	46,2
2040	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,5	8,4	46,0
2041	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,4	8,3	45,6
2042	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,3	8,3	45,2
2043	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,2	8,2	44,9
2044	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	1,1	8,1	44,0
2045	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	0,9	7,9	43,1
2046	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	0,9	7,7	42,3
2047	0	0	0	23	0	0	13,00	0	0	20	20	3	0,8	7,6	41,4

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Жаксымай по II варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	6,613	1,28	3,94	355,313	68,8	18,3	10,128	10,128	942,7	942,728	34,7	0	0	0	0	0,42654	0,42654
2024	10,529	2,04	6,53	365,842	70,8	18,9	17,196	17,196	959,9	959,924	38,8	0	0	0	0	0,67912	1,10566
2025	16,7	3,23	11,08	382,542	74,0	19,7	28,189	28,189	988,1	988,1	40,8	26,3	26,3	93,3	2,7	1,07715	2,18281
2026	28,853	5,59	21,52	411,395	79,6	21,2	50,561	50,561	1038,7	1038,7	42,9	43,9	70,2	86,8	6,8	1,86102	4,04383
2027	33,700	6,52	32,03	445,095	86,2	23,0	63,842	63,842	1102,5	1102,5	47,2	52,5	122,7	82,2	11,1	2,17365	6,21748
2028	31,33	6,06	43,82	476,425	92,2	24,6	63,523	63,523	1166,0	1166,0	50,7	52,2	174,9	82,2	15,0	2,02079	8,23826
2029	28,554	5,53	71,07	504,979	97,8	26,1	62,892	62,892	1228,9	1228,9	54,6	51,7	226,6	82,2	18,4	1,84173	10,08000
2030	26,098	5,05	-	531,077	102,8	27,4	62,443	62,443	1291,4	1291,4	58,2	51,4	278	82,3	21,5	1,68332	11,76332
2031	23,85	4,62	-	554,927	107,4	28,6	61,996	61,996	1353,4	1353,4	61,5	51,0	329	82,3	24,3	1,53833	13,30164
2032	21,859	4,23	-	576,786	111,7	29,8	61,720	61,72	1415,1	1415,1	64,6	50,8	379,8	82,3	26,8	1,40991	14,71155
2033	19,921	3,86	-	596,707	115,5	30,8	61,109	61,109	1476,2	1476,2	67,4	50,3	430,1	82,3	29,1	1,28490	15,99645
2034	18,207	3,52	-	614,914	119,0	31,7	60,672	60,672	1536,9	1536,9	70,0	49,9	480	82,2	31,2	1,17435	17,17080
2035	16,641	3,22	-	631,555	122,3	32,6	60,234	60,234	1597,1	1597,1	72,4	49,5	529,5	82,2	33,2	1,07334	18,24415
2036	15,252	2,95	-	646,807	125,2	33,4	59,969	59,969	1657,1	1657,1	74,6	49,3	578,8	82,2	34,9	0,98375	19,22790
2037	13,901	2,69	-	660,708	127,9	34,1	59,374	59,374	1716,4	1716,4	76,6	48,8	627,6	82,2	36,6	0,89661	20,12452
2038	12,704	2,46	-	673,412	130,4	34,8	58,947	58,947	1775,4	1775,4	78,4	48,5	676,1	82,3	38,1	0,81941	20,94392
2039	11,612	2,25	-	685,024	132,6	35,4	58,524	58,524	1833,9	1833,9	80,2	48,1	724,2	82,2	39,5	0,74897	21,69290
2040	10,643	2,06	-	695,667	134,7	35,9	58,262	58,262	1892,2	1892,2	81,7	47,9	772,1	82,2	40,8	0,68647	22,37937
2041	9,698	1,88	-	705,365	136,5	36,4	57,689	57,689	1949,9	1949,9	83,2	47,4	819,5	82,2	42,0	0,62552	23,00489
2042	8,863	1,72	-	714,228	138,3	36,9	57,274	57,274	2007,1	2007,1	84,5	47,1	866,6	82,2	43,2	0,57166	23,57656
2043	8,098	1,57	-	722,326	139,8	37,3	56,865	56,865	2064,0	2064,0	85,8	46,8	913,4	82,3	44,3	0,52232	24,09888
2044	7,307	1,41	-	729,633	141,2	37,7	55,884	55,884	2119,9	2119,9	86,9	45,8	959,2	82,0	45,2	0,47130	24,57018
2045	6,592	1,28	-	736,225	142,5	38,0	54,865	54,865	2174,8	2174,8	88,0	44,9	1004,1	81,8	46,2	0,42518	24,99536
2046	5,943	1,15	-	742,168	143,7	38,3	53,768	53,768	2228,5	2228,5	88,9	44,0	1048,1	81,8	47,0	0,38332	25,37869
2047	5,348	1,04	-	747,516	144,7	38,6	52,687	52,687	2281,2	2281,2	89,8	43,1	1091,2	81,8	47,8	0,34495	25,72363

По II- варианту запланировано расконсервация и ввод 3-х скважин на северном блоке пермотриасовой залежи в 2023 году, бурение всего 17 эксплуатационных скважин. Из них: 13 скважин на пермотриасовые залежи (7 скважин на северном блоке, 6 скважин на южном блоке).																	
Первая скважина вводится в эксплуатацию в мае месяце 2023 года.																	
Начальный дебит скважин в пермотриасовых отложениях по нефти принят 5,5 т/сут, обводненность 34,7%. Также планируется бурение 3 нагнетательных скважин (2025г. -1 скважины на северном блоке, 2026г. - 1 скважину на северном, 1 скважины на южном блоке). Закачка воды для ШПД начнется с 2025 года.																	
По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин. Первая скважина вводится в эксплуатацию мае месяце 2025 года.																	
Начальный дебит скважин в юрских отложениях по нефти принят 4,0 т/сут, обводненность 52,5%. Закачка воды на юрскую залежь не предусматривается.																	
Общий фонд добывающих скважин составляет 20 ед., нагнетательных скважин - 3 ед.																	

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Общие положения

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Жаксымай проводилась в соответствии с требованиями правового акта «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.

Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с Методические указаниями по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, 2018 г

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

Расчет экономической эффективности разработки месторождения Жаксымай выполнен по трем вариантам, отличающимся между собой фондом скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

Вариант 1 предусматривает бурение 17 добывающих нефтяных скважины, ввод из консервации 3 скважин. Закачка воды для ППД не предусмотрена.

Вариант 2 предусматривает бурение 17 добывающих скважин, ввод из консервации 3 скважин. Закачка воды предусмотрена с 2025 года в 3 нагнетательные скважинами, введенными из бурения.

Вариант 3 предусматривает бурение 25 добывающих нефтяных скважин, 3 нагнетательных скважин, ввод из консервации 3 скважин. Закачка воды запланирована с 2025 года.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в национальной валюте тенге.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 7,0% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2023 год.

Исходные данные для расчета капитальных вложений, эксплуатационных затрат и налогообложению представлены в таблицах 3.5.1 и 3.5.2.

Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Жаксымай производится с использованием укрупненных направлений капитального строительства - в части бурения и обустройства месторождения. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовке и транспортировке нефти. Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Расчет инвестиции по рассматриваемому варианту в разрезе бурения скважин, обустройству месторождения, необходимые для финансирования проекта, представлен в таблице 4.2.1.

Доход от реализации продукции

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Доходы от реализации продукции были определены исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,5% от объема добычи нефти.

В расчете приняты условия, что до 2026 года 100% добытой нефти реализуется на внутренний рынок, а с 2026 года 60% добываемой нефти реализуется на внешний рынок, 40% на внутренний рынок.

Проектируемая цена продажи нефти на внешнем рынке принята на уровне 210,0 тыс.тенге/тонна, цена транспорта нефти 15,0 тыс.тенге/тонна, цена продажи на внутреннем рынке принята 90,0 тыс.тенге/тонна, цена транспорта нефти 7 тыс.тенге/тонна

Результаты расчета дохода от продажи нефти представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.1- Капитальные вложения 2 вариант

Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Средняя	2023-2047	2023-2043																												
			цена за			в том числе по годам																											
			ед.	млн.тенге	млн.тенге	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			
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			
Строительство скважин (подземное строительство)																																	
Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения	СКВ.	17	255,0	4335,0	4335,0	765,0	0,0	1 785,0	1 530,0	255,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Ввод нагнетательных скважин из бурения	СКВ.	3	255,0	765,0	765,0	0,0	0,0	255,0	510,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Ввод из консервации	СКВ.	3	37,0	111,0	111,0	111,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Итого строительство скважин				5211,0	5211,0	876,0	0,0	2040,0	2040,0	255,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Надземное строительство																																	
Обустройство промысла																																	
Обустройство добывающих скважин	СКВ.	20	4,5	90,0	90,0	27,0	0,0	31,5	27,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Строительство выкидных линий	КМ	16,6	2,5	41,5	41,5	12,5	0,0	14,5	12,5	2,1	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			
Строительство нагнетательных линий	КМ	2,1	3,0	6,3	6,3	0,0	0,0	2,1	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
ГЗУ	ШТ.	1,0	20,0	20,0	20,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Автомобильные дороги	КМ	10,0	12,0	120,0	120,0	18,0	0,0	48,0	48,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Нефтяной коллектор	КМ	13,0	3,0	39,0	39,0	39,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Строительство ЛЭП	КМ	11,5	3,0	34,5	34,5	9,0	0,0	12,0	12,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Прочие непредвиденные расходы	%		5	6,6	6,6	2,0	0,0	2,3	2,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Итого надземное строительство				357,9	357,9	107,4	20,0	110,4	105,6	14,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Всего капитальных вложений				5568,9	5568,9	983,4	20,0	2150,4	2145,6	269,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Всего капитальных вложений с учетом инфляции				6448,5	6448,5	983,4	21,4	2462,0	2628,5	353,1	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			
Коэффициент инфляции						1,00	1,07	1,14	1,23	1,31	1,40	1,50	1,61	1,72	1,84	1,97	2,10	2,25	2,41	2,58	2,76	2,95	3,16	3,38	3,62	3,87	4,14	4,43	4,74	5,07			

Таблица 4.2.2- Доход от реализации продукции 2 вариант

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внешний рынок			Продажа нефти на внутренний рынок			Доход от продажи нефти, всего	Доход от продажи нефти с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от продажи	Цена	Количество	Доход от продажи		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	6,6	6,6	210,00	0,00	0,00	90,00	6,58	592,19	592,19	592,19
2024	10,5	10,5	210,00	0,00	0,00	90,00	10,48	942,87	942,87	1 008,87
2025	16,7	16,6	210,00	0,00	0,00	90,00	16,62	1 495,49	1 495,49	1 712,18
2026	28,9	28,7	210,00	17,23	3 617,30	90,00	11,48	1 033,51	4 650,82	5 697,45
2027	33,7	33,5	210,00	20,12	4 224,97	90,00	13,41	1 207,13	5 432,10	7 120,38
2028	31,3	31,2	210,00	18,70	3 927,84	90,00	12,47	1 122,24	5 050,08	7 083,00
2029	28,6	28,4	210,00	17,05	3 579,81	90,00	11,36	1 022,80	4 602,62	6 907,29
2030	26,1	26,0	210,00	15,58	3 271,91	90,00	10,39	934,83	4 206,74	6 755,10
2031	23,9	23,7	210,00	14,24	2 990,07	90,00	9,49	854,31	3 844,38	6 605,36
2032	21,9	21,7	210,00	13,05	2 740,46	90,00	8,70	782,99	3 523,45	6 477,72
2033	19,9	19,8	210,00	11,89	2 497,50	90,00	7,93	713,57	3 211,07	6 316,65
2034	18,2	18,1	210,00	10,87	2 282,61	90,00	7,25	652,17	2 934,79	6 177,29
2035	16,6	16,6	210,00	9,93	2 086,28	90,00	6,62	596,08	2 682,36	6 041,19
2036	15,3	15,2	210,00	9,11	1 912,14	90,00	6,07	546,33	2 458,47	5 924,53
2037	13,9	13,8	210,00	8,30	1 742,77	90,00	5,53	497,93	2 240,70	5 777,73
2038	12,7	12,6	210,00	7,58	1 592,70	90,00	5,06	455,06	2 047,76	5 649,83
2039	11,6	11,6	210,00	6,93	1 455,80	90,00	4,62	415,94	1 871,74	5 525,68
2040	10,6	10,6	210,00	6,35	1 334,31	90,00	4,24	381,23	1 715,55	5 419,09
2041	9,7	9,6	210,00	5,79	1 215,84	90,00	3,86	347,38	1 563,22	5 283,58
2042	8,9	8,8	210,00	5,29	1 111,15	90,00	3,53	317,47	1 428,63	5 166,67
2043	8,1	8,1	210,00	4,83	1 015,25	90,00	3,22	290,07	1 305,32	5 051,16
2044	7,3	7,3	210,00	4,36	916,08	90,00	2,91	261,74	1 177,82	4 876,82
2045	6,6	6,6	210,00	3,94	826,44	90,00	2,62	236,13	1 062,56	4 707,59
2046	5,9	5,9	210,00	3,55	745,07	90,00	2,37	212,88	957,95	4 541,20
2047	5,3	5,3	210,00	3,19	670,48	90,00	2,13	191,57	862,04	4 372,60
2023-2043	373,6	371,8		202,9	42 598,7		168,9	15 201,6	57 800,3	112 293,0
2023-2047	398,8	396,8		217,9	45 756,8		178,9	16 103,9	61 860,7	130 791,2

Эксплуатационные затраты

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

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

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

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат приведены в таблицах 3.5.1, 3.5.2.

В составе производственных затрат были учтены:

- ремонт скважин;
- затраты на электроэнергию;
- материальные производственные затраты;
- страхование;
- арендные затраты;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- услуги условно-постоянного характера, зависимые от кол-ва скважин;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- затраты производственного характера;
- производственные расходы условно- постоянные, зависимые от численности ППП;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями
- экологические расходы;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость.

Расходы периода включают:

- общие и административные расходы;
- арендные затраты;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и отчисления;
- другие расходы.

Обязательства по контракту:

- расходы по финансированию социальных программ.
- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- затраты на НИОКР.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- экспортная пошлина;
- прочие затраты.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу, в зависимости от объемов извлекаемых запасов

углеводородов, в соответствии с требованиями стандарта бухгалтерского учета Республики Казахстан №20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Расчет эксплуатационных затрат приведен в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3- Эксплуатационные затраты 2 вариант

Годы	Производственные расходы																			
	Ремонт скважин	Затраты на электроэнергию	Арендные затраты	Материальные затраты	ФОТ пром. персонала	Производствен ные расходы, зависимые от к-ва скв.	Затраты производственно го характера	Услуги производственно го характера, выполненные сторонними организациями	Производствен ные расходы, зависимые от числ-ти	Страхование работников	Прочие расходы	Амортизация	Налоги и отчисления					Производст венные затраты, всего	Производ. затраты, всего с учетом инфляции	Себестоим 1 т. нефти
													НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Налог на имущество о	Фонд ОСМС	Социальны й налог и отчисления			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	3,2	4,6	49,3	12,1	153,2	15,7	28,8	42,6	49,2	0,7	18,0	16,3	42,8	2,6	7,4	4,6	13,1	464,1	464,1	70,2
2024	3,2	7,7	49,3	20,6	153,2	15,7	48,9	42,6	49,2	0,7	19,6	26,5	65,2	2,9	10,5	4,6	13,1	533,5	570,9	54,2
2025	7,6	12,7	49,3	33,7	153,2	36,7	80,2	42,6	49,2	0,7	23,3	149,8	102,7	4,2	21,3	4,6	13,1	784,8	898,6	53,8
2026	11,9	22,8	49,3	60,4	153,2	57,6	143,9	42,6	49,2	0,7	29,6	466,6	177,0	7,1	20,4	4,6	15,2	1 312,0	1 607,3	55,7
2027	12,4	28,7	49,3	76,3	153,2	60,3	181,6	42,6	49,2	0,7	32,7	580,4	206,5	8,2	16,3	4,6	15,2	1 518,3	1 990,2	59,1
2028	12,4	28,6	49,3	75,9	153,2	60,3	180,7	42,6	49,2	0,7	32,6	539,6	192,7	7,9	12,1	4,6	15,2	1 457,7	2 044,4	65,3
2029	12,4	28,3	49,3	75,2	153,2	60,3	178,9	42,6	49,2	0,7	32,5	491,8	176,4	7,5	8,0	4,6	15,2	1 386,1	2 080,2	72,9
2030	12,4	28,1	49,3	74,6	153,2	60,3	177,7	42,6	49,2	0,7	32,4	449,5	162,0	7,2	3,9	4,6	15,2	1 322,9	2 124,3	81,4
2031	12,4	27,9	49,3	74,1	153,2	60,3	176,4	42,6	49,2	0,7	32,3	410,8	148,9	6,9	1,1	4,6	15,2	1 265,8	2 174,9	91,2
2032	12,4	27,8	49,3	73,8	153,2	60,3	175,6	42,6	49,2	0,7	32,2	376,5	137,3	6,7	0,2	4,6	15,2	1 217,6	2 238,5	102,4
2033	12,4	27,5	49,3	73,0	153,2	60,3	173,9	42,6	49,2	0,7	32,1	343,1	126,0	6,5	0,1	4,6	15,2	1 169,7	2 300,9	115,5
2034	12,4	27,3	49,3	72,5	153,2	60,3	172,6	42,6	49,2	0,7	32,0	313,6	116,0	6,3	0,1	4,6	15,2	1 127,9	2 374,0	130,4
2035	12,4	27,1	49,3	72,0	153,2	60,3	171,4	42,6	49,2	0,7	31,9	286,6	106,8	6,1	0,1	4,6	15,2	1 089,5	2 453,8	147,5
2036	12,4	27,0	49,3	71,7	153,2	60,3	170,6	42,6	49,2	0,7	31,8	262,7	98,7	5,9	0,1	4,6	15,2	1 056,1	2 544,9	166,9
2037	12,4	26,7	49,3	71,0	153,2	60,3	168,9	42,6	49,2	0,7	31,7	239,4	90,8	5,8	0,1	4,6	15,2	1 021,9	2 635,0	189,6
2038	12,4	26,5	49,3	70,4	153,2	60,3	167,7	42,6	49,2	0,7	31,6	218,8	83,8	5,6	0,1	4,6	15,2	992,1	2 737,3	215,5
2039	12,4	26,3	49,3	69,9	153,2	60,3	166,5	42,6	49,2	0,7	31,5	200,0	77,5	5,5	0,1	4,6	15,2	964,8	2 848,2	245,3
2040	12,4	26,2	49,3	69,6	153,2	60,3	165,8	42,6	49,2	0,7	31,5	183,3	71,8	5,4	0,1	4,6	15,2	941,1	2 972,8	279,3
2041	12,4	26,0	49,3	68,9	153,2	60,3	164,1	42,6	49,2	0,7	31,3	167,0	66,3	5,3	0,0	4,6	15,2	916,5	3 097,6	319,4
2042	12,4	25,8	49,3	68,4	153,2	60,3	163,0	42,6	49,2	0,7	31,2	152,7	61,4	5,2	0,0	4,6	15,2	895,1	3 237,2	365,3
2043	12,4	25,6	49,3	68,0	153,2	60,3	161,8	42,6	49,2	0,7	31,2	139,5	56,9	5,1	0,0	4,6	15,2	875,4	3 387,7	418,3
2044	12,4	25,1	49,3	66,8	153,2	60,3	159,0	42,6	49,2	0,7	30,9	125,9	52,2	4,9	0,0	4,6	15,2	852,4	3 529,4	483,0
2045	12,4	24,7	49,3	65,6	153,2	60,3	156,1	42,6	49,2	0,7	30,7	113,5	48,0	4,8	0,0	4,6	15,2	830,9	3 681,4	558,5
2046	12,4	24,2	49,3	64,3	153,2	60,3	153,0	42,6	49,2	0,7	30,5	102,4	44,2	4,7	0,0	4,6	15,2	810,6	3 842,8	646,6
2047	12,4	23,7	49,3	63,0	153,2	60,3	149,9	42,6	49,2	0,7	30,2	92,1	40,6	4,6	0,0	4,6	15,2	791,6	4 015,5	750,8
2023-2043	237,5	509,1	1 035,3	1 352,1	3 217,4	1 150,3	3 219,1	894,6	1 033,1	14,6	633,2	6 014,6	2 367,6	123,6	102,0	96,5	312,3	22 312,9	46 782,7	
2023-2047	287,3	606,9	1 232,5	1 611,7	3 830,2	1 391,4	3 837,1	1 065,0	1 229,9	17,3	755,5	6 448,5	2 552,6	142,7	102,1	114,9	373,0	25 598,5	61 851,8	

Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

Продолжение таблицы 4.2.3

Годы	РАСХОДЫ ПЕРИОДА										ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО КОНТРАКТУ				Эксплуатационные затраты Всего	Затраты на реализацию					Общие затраты, Всего
	ФОТ АУП	Общедминистративные расходы	Арендные затраты	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Налоги и отчисления				Расходы периода, всего	Расходы периода с учетом инфляции	Ликвидационный фонд	Затраты на НИОКР	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов		Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Прочие затраты	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего		
					Социальный налог	Фонд ОСМС	Рентный налог	Прочие налоги													
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	
2023	63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	228,0	2,3	0,0	0,0	0,0	694,5	46,1	0,0	2,3	48,4	742,8	
2024	63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	244,0	3,9	12,7	12,7	12,7	856,9	73,3	0,0	3,7	77,0	933,9	
2025	63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	261,1	6,6	4,7	4,7	4,7	1180,3	116,3	0,0	5,8	122,1	1302,4	
2026	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	506,4	5,1	740,4	907,0	12,2	30,7	30,7	30,7	2618,6	338,8	440,3	16,9	796,0	3414,6	
2027	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	591,5	6,0	826,3	1083,1	15,3	38,3	38,3	38,3	3203,6	395,7	514,3	19,8	929,7	4133,3	
2028	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	549,9	5,6	784,3	1100,0	15,2	20,0	20,0	20,0	3219,6	367,8	478,1	18,4	864,3	4083,9	
2029	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	501,2	5,1	735,1	1103,2	14,8	17,2	17,2	17,2	3249,8	335,3	435,7	16,8	787,8	4037,5	
2030	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	458,1	4,7	691,6	1110,5	14,5	17,6	17,6	17,6	3302,1	306,4	398,3	15,3	720,0	4022,1	
2031	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	418,6	4,3	651,7	1119,8	14,2	18,1	18,1	18,1	3363,3	280,0	364,0	14,0	658,0	4021,3	
2032	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	383,7	3,9	616,4	1133,2	13,9	18,7	18,7	18,7	3441,8	256,6	333,6	12,8	603,1	4044,8	
2033	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	349,6	3,6	582,1	1145,0	13,6	19,4	19,4	19,4	3517,6	233,9	304,0	11,7	549,6	4067,2	
2034	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	319,6	3,3	551,7	1161,2	13,3	20,0	20,0	20,0	3608,5	213,8	277,8	10,7	502,3	4110,8	
2035	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	292,1	3,0	523,9	1179,9	13,0	20,7	20,7	20,7	3708,9	195,4	253,9	9,8	459,1	4168,0	
2036	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	267,7	2,8	499,3	1203,2	12,7	21,5	21,5	21,5	3825,5	179,1	232,8	9,0	420,8	4246,3	
2037	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	244,0	2,5	475,3	1225,7	12,4	22,4	22,4	22,4	3940,4	163,2	212,1	8,2	383,5	4323,9	
2038	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	223,0	2,3	454,1	1252,9	12,1	23,3	23,3	23,3	4072,4	149,2	193,9	7,5	350,5	4422,9	
2039	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	203,8	2,1	434,8	1283,5	11,9	24,4	24,4	24,4	4216,7	136,3	177,2	6,8	320,4	4537,0	
2040	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	186,8	1,9	417,6	1319,1	11,6	25,4	25,4	25,4	4379,8	125,0	162,4	6,2	293,6	4673,4	
2041	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	170,2	1,8	400,8	1354,8	11,4	26,7	26,7	26,7	4543,7	113,9	148,0	5,7	267,6	4811,2	
2042	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	155,6	1,6	386,0	1396,1	11,1	27,9	27,9	27,9	4728,1	104,1	135,3	5,2	244,5	4972,6	
2043	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	142,1	1,5	372,5	1441,3	10,9	29,2	29,2	29,2	4927,6	95,1	123,6	4,8	223,4	5151,0	
2044	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	128,3	1,4	358,4	1484,2	10,5	30,7	30,7	30,7	5116,2	85,8	111,5	4,3	201,6	5317,8	
2045	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	115,7	1,2	345,8	1531,9	10,1	32,1	32,1	32,1	5319,7	77,4	100,6	3,9	181,9	5501,6	
2046	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	104,3	1,1	334,3	1584,6	0,0	33,6	33,6	33,6	5528,2	69,8	90,7	3,5	164,0	5692,1	
2047	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	93,9	1,0	323,7	1642,0	0,0	35,2	35,2	35,2	5763,0	62,8	81,6	3,1	147,5	5910,6	
2023-2043	1 329,3	1 654,0	1 134,0	516,6	129,0	39,9	5 963,8	61,3	10 828,0	22 252,7	246,9	439,1	439,1	439,1	70 599,5	4 225,1	5 185,2	211,3	9 621,6	80 221,1	
2023-2047	1 582,5	1 969,1	1 350,0	615,0	154,1	47,5	6 406,0	66,1	12 190,2	28 495,3	267,5	570,7	570,7	570,7	92 326,6	4 520,9	5 569,6	226,0	10 316,6	102 643,2	

Налоговая система

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

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

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог- согласно ст.313 НК по ставке 20% от налогооблагаемого дохода ;
- социальный налог – согласно ст. 485 НК по ставке 9,5%; с 2025 г. 11%;
- обязательное социальное медицинское страхование-3%.
- налог на имущество – согласно ст. 521 НК по ставке 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- рентный налог – по шкале согласно ст.715 НК;
- НДС на добычу нефти – по шкале согласно ст 742 НК;
- экспортная пошлина – по шкале согласно ТК;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно ст.761НК;
- прочие налоги и платежи в бюджет – 1,0%.

Расчет налогов и платежей представлен в таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.4 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 2 вариант

Годы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Корпоративный подоходный налог	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на имущество	Социальный налог	Фонд ОСМС	Налог на сверх прибыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2023	42,8	2,6	0	0,0	0,0	7,4	18,5	6,5	0,0	0,1	77,8	77,8
2024	65,2	2,9	20,3	0,0	0,0	10,5	18,5	6,5	0,0	0,1	123,9	131,2
2025	102,7	4,2	111,9	0,0	0,0	21,3	18,5	6,5	0,0	0,1	265,2	287,4
2026	177,0	7,1	549,9	506,4	440,3	20,4	21,4	6,5	11,7	5,1	1745,8	2012,4
2027	206,5	8,2	713,5	591,5	514,3	16,3	21,4	6,5	564,6	6,0	2648,8	3074,8
2028	192,7	7,9	707,7	549,9	478,1	12,1	21,4	6,5	0,0	5,6	1981,9	2494,9
2029	176,4	7,5	672,3	501,2	435,7	8,0	21,4	6,5	0,0	5,1	1834,2	2416,0
2030	162,0	7,2	636,5	458,1	398,3	3,9	21,4	6,5	242,7	4,7	1941,3	2584,6
2031	148,9	6,9	599,0	418,6	364,0	1,1	21,4	6,5	375,3	4,3	1945,9	2643,7
2032	137,3	6,7	561,9	383,7	333,6	0,2	21,4	6,5	312,5	3,9	1767,7	2516,7
2033	126,0	6,5	518,5	349,6	304,0	0,1	21,4	6,5	239,9	3,6	1576,2	2367,0
2034	116,0	6,3	476,0	319,6	277,8	0,1	21,4	6,5	180,7	3,3	1407,7	2237,4
2035	106,8	6,1	432,0	292,1	253,9	0,1	21,4	6,5	122,4	3,0	1244,3	2108,3
2036	98,7	5,9	388,2	267,7	232,8	0,1	21,4	6,5	77,0	2,8	1101,1	1997,6
2037	90,8	5,8	338,6	244,0	212,1	0,1	21,4	6,5	33,1	2,5	955,0	1875,7
2038	83,8	5,6	289,1	223,0	193,9	0,1	21,4	6,5	5,1	2,3	830,9	1774,8
2039	77,5	5,5	237,7	203,8	177,2	0,1	21,4	6,5	0,0	2,1	731,8	1696,3
2040	71,8	5,4	185,8	186,8	162,4	0,1	21,4	6,5	0,0	1,9	642,1	1627,3
2041	66,3	5,3	127,9	170,2	148,0	0,0	21,4	6,5	0,0	1,8	547,4	1545,8
2042	61,4	5,2	69,3	155,6	135,3	0,0	21,4	6,5	0,0	1,6	456,3	1468,8
2043	56,9	5,1	7,9	142,1	123,6	0,0	21,4	6,5	0,0	1,5	365,1	1390,0
2044	52,2	4,9	0	128,3	111,5	0,0	21,4	6,5	0,0	1,4	326,3	1350,9
2045	48,0	4,8	0	115,7	100,6	0,0	21,4	6,5	0,0	1,2	298,3	1321,7
2046	44,2	4,7	0	104,3	90,7	0,0	21,4	6,5	0,0	1,1	273,0	1294,0
2047	40,6	4,6	0	93,9	81,6	0,0	21,4	6,5	0,0	1,0	249,7	1266,6
2023-2043	2367,6	123,6	7644,2	5963,8	5185,2	102,0	441,4	136,4	2164,9	61,3	24190,4	38328,7
2023-2047	2552,6	142,7	7644,2	6406,0	5569,6	102,1	527,1	162,4	2164,9	66,1	25337,7	43561,9

Показатели экономической оценки вариантов разработки

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Для оценки эффективности проекта использовались следующие основные показатели эффективности :

- чистая прибыль;
- денежные потоки наличности;
- дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость) при норме дисконта, равной 10 %, 15%, 20%.

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2023 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Для данного проекта применены ставки дисконта на уровне 10%, 15%, 20%.

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

Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности приведен в таблице 4.2.5.

Экономические расчеты по 2 и 3 вариантам приведены в табличных приложениях П.4.2.6 – П.4.2.15.

Таблица 4.2.5-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 вариант

Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Вычитаемые затраты	Амортизационные отчисления, относимые на себестоимость продукции	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 10%	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 15%	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 20%	Внутренняя норма рентабельности IRR,	Срок окупаемости
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	592,19	983,4	742,8	16,3	-150,6	-134,31	0	0,0	-150,6	-1 117,7	-1 117,7	-1 117,74	-1 117,74	-1 117,74	0,0	1
2024	1 008,87	21,4	933,9	26,5	75,0	101,52	20,3	0,0	54,7	59,8	-1 057,9	54,38	52,02	49,85	0,0	1
2025	1 712,18	2462,0	1302,4	149,8	409,7	559,56	111,9	0,0	297,8	-2 014,4	-3 072,3	-1 664,77	-1 523,15	-1 398,87	0,0	1
2026	5 697,45	2628,5	3414,6	466,6	2 282,9	2 749,51	549,9	11,7	1 721,3	-440,5	-3 512,8	-330,98	-289,66	-254,94	0,0	1
2027	7 120,38	353,1	4133,3	580,4	2 987,1	3 567,52	713,5	564,6	1 709,0	1 936,3	-1 576,5	1 322,51	1 107,08	933,78	0,0	1
2028	7 083,00	0,0	4083,9	539,6	2 999,1	3 538,72	707,7	0,0	2 291,4	2 831,0	1 254,4	1 757,81	1 407,49	1 137,70	10,2	0
2029	6 907,29	0,0	4037,5	491,8	2 869,8	3 361,56	672,3	0,0	2 197,5	2 689,3	3 943,7	1 518,01	1 162,64	900,62	22,9	0
2030	6 755,10	0,0	4022,1	449,5	2 733,0	3 182,47	636,5	242,7	1 853,8	2 303,3	6 246,9	1 181,93	865,88	642,79	28,7	0
2031	6 605,36	0,0	4021,3	410,8	2 584,1	2 994,83	599,0	375,3	1 609,8	2 020,6	8 267,5	942,63	660,54	469,93	31,8	0
2032	6 477,72	0,0	4044,8	376,5	2 432,9	2 809,38	561,9	312,5	1 558,5	1 935,0	10 202,5	820,63	550,05	375,02	33,7	0
2033	6 316,65	0,0	4067,2	343,1	2 249,5	2 592,58	518,5	239,9	1 491,1	1 834,2	12 036,7	707,16	453,38	296,23	34,8	0
2034	6 177,29	0,0	4110,8	313,6	2 066,5	2 380,08	476,0	180,7	1 409,8	1 723,4	13 760,1	604,03	370,43	231,94	35,6	0
2035	6 041,19	0,0	4168,0	286,6	1 873,2	2 159,79	432,0	122,4	1 318,8	1 605,4	15 365,5	511,54	300,07	180,06	36,1	0
2036	5 924,53	0,0	4246,3	262,7	1 678,3	1 940,95	388,2	77,0	1 213,1	1 475,8	16 841,3	427,47	239,85	137,93	36,4	0
2037	5 777,73	0,0	4323,9	239,4	1 453,8	1 693,21	338,6	33,1	1 082,0	1 321,5	18 162,8	347,98	186,76	102,92	36,6	0
2038	5 649,83	0,0	4422,9	218,8	1 226,9	1 445,74	289,1	5,1	932,7	1 151,5	19 314,3	275,66	141,51	74,74	36,7	0
2039	5 525,68	0,0	4537,0	200,0	988,6	1 188,65	237,7	0,0	750,9	950,9	20 265,2	206,95	101,62	51,43	36,8	0
2040	5 419,09	0,0	4673,4	183,3	745,7	928,97	185,8	0,0	559,9	743,2	21 008,4	147,03	69,06	33,50	36,8	0
2041	5 283,58	0,0	4811,2	167,0	472,3	639,38	127,9	0,0	344,5	511,5	21 519,9	92,00	41,33	19,21	36,9	0
2042	5 166,67	0,0	4972,6	152,7	194,1	346,72	69,3	0,0	124,7	277,4	21 797,2	45,35	19,49	8,68	36,9	0
2043	5 051,16	0,0	5151,0	139,5	-99,8	39,63	7,9	0,0	-107,8	31,7	21 828,9	4,71	1,94	0,83	36,9	0
2044	4 876,82	0,0	5317,8	125,9	-441,0	-315,11	0	0,0	-441,0	-315,1	21 513,8	-42,58	-16,74	-6,85	36,9	0
2045	4 707,59	0,0	5501,6	113,5	-794,0	-680,45	0	0,0	-794,0	-680,5	20 833,4	-83,59	-31,44	-12,33	36,8	0
2046	4 541,20	0,0	5692,1	102,4	-1 150,9	-1 048,58	0	0,0	-1 150,9	-1 048,6	19 784,8	-117,10	-42,13	-15,83	36,8	0
2047	4 372,60	0,0	5910,6	92,1	-1 538,0	-1 445,86	0	0,0	-1 538,0	-1 445,9	18 338,9	-146,79	-50,51	-18,19	36,8	0
2023-2043	112 293,0	6 448,5	80 221,1	6 014,6	32 071,9	38 086,5	7 644,2	2 164,9	22 262,8	21 828,9	21 828,9	7 854,3	4 800,6	2 875,6	36,9	5,0
2023-2047	130 791,2	6 448,5	102 643,2	6 448,5	28 148,0	38 086,5	7 644,2	2 164,9	18 338,9	18 338,9	18 338,9	7 464,2	4 659,8	2 822,4	36,8	5,0

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

Результаты технологических расчётов показателей объекта (P2mt) разработки за рентабельный проектный период и значения коэффициентов извлечения нефти по вариантам приведены в нижеследующей таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1

Расчетные величины КИН месторождения

Показатель	I вариант	II вариант	III вариант
Количество добывающих скважин	20	20	28
Проектный рентабельный период	2023-2041	2023-2043	2023-2042
Накопленная добыча за рентабельный проектный период, тыс.т	648,7	722,3	763,7
Накопленная добыча нефти с начала разработки к концу периода, тыс. т	683,6	747,5	803,1
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,353	0,386	0,415

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей было определено, что Проект эффективен по всем трем вариантам, однако самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант 2, так как при этом варианте:

- достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 10%, 15%, 20% ;
- достигается максимальная накопленная прибыль;
- максимальная внутренняя норма рентабельности IRR;
- наименьший срок окупаемости проекта.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Оценка экономической эффективности проводилась по 3 вариантам разработки, отличающимся фондом скважин, объемами добычи нефти, жидкости, закачки воды.

Результаты расчета основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 5.1.

Сравнение технико-экономических показателей разработки месторождения производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 19 лет, 2 варианта 21 год, 3 варианта 20 лет.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей было определено, что Проект эффективен по всем трем вариантам, однако самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант 2, так как при этом варианте:

- достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 10%, 15%, 20% ;
- достигается максимальная накопленная прибыль;
- максимальная внутренняя норма рентабельности IRR;
- наименьший срок окупаемости проекта.

Таблица 5.1. -Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2023-2047	2023-2041	2023-2047	2023-2043	2023-2047	2023-2042
2	Ввод добывающих нефтяных скважин из бурения, шт	17	17	17	17	25	25
3	Ввод скважин из консервации в добывающий фонд,шт	3	3	3	3	3	3
4	Ввод нагнетательных скважин из бурения,шт	0	0	3	3	3	3
5	Фонд добывающих нефтяных скважин, шт	20	20	20	20	28	28
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	0	0	3	3	3	3
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	334,9	300,0	398,8	373,6	454,4	415,0
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	1145,1	866,0	1348,60	1131,4	1848,1	1466,9
9	Суммарная закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	1091,2	913,4	1389,8	1097,7
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	683,6	648,7	747,5	722,3	803,1	763,7
11	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,353	0,335	0,386	0,373	0,415	0,394
12	Реализация нефти, тыс.т	333,3	298,5	396,8	371,8	452,1	412,9
13	Доход от реализации товарной продукции, млрд.тенге	108,6	84,8	130,8	112,3	150,7	122,8
14	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	83,5	54,7	92,3	70,6	114,0	80,9
15	Общие затраты, млрд.тенге	92,1	62,3	102,6	80,2	125,8	91,6
16	Общие затраты на 1 т. нефти, тыс.тенге/т	275,0	207,7	257,3	214,7	276,8	220,7
17	Капитальные вложения, млрд.тенге	5,50	5,50	6,45	6,45	9,07	9,07
18	Удельные капитальные вложения, тыс.тенге/т	16,4	18,3	16,2	17,3	20,0	21,9
19	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	35,0	28,2	43,6	38,3	48,7	40,9
20	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		27,38		38,09		39,42
21	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		5,50		7,64		7,91
22	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		1,12		2,16		1,70
23	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		15,87		22,26		21,57
24	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге		5,54		7,85		6,93
25	Чистая приведенная стоимость при ставке 15%, млрд.тенге		3,32		4,80		3,90
26	Чистая приведенная стоимость при ставке 20%, млрд.тенге		1,89		2,88		2,01
27	Внутренняя норма рентабельности, IRR,%		33,0		36,9		29,8
28	Срок окупаемости проекта, лет		5		5		6

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Результаты анализа техники и технологии добычи нефти, примененных при разработке месторождения до 1963 года служат основанием выбора экономичного и рационального способа добычи, для обеспечения проектных показателей на месторождении Жаксымай.

Разработка месторождения начата в 1933 году скважиной №5. Массовое разбуривание залежи велось в 1940-43 гг. по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 90-110 м, т.е. плотностью порядка 1-1,5 га на одну скважину. Всего на залежи перебивалось в разработке 54 скважин. Фактическая плотность, исходя из всей площади залежи, составила 1.97 га на 1 скважину. Начальные суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 10,0 тонн нефти. Вода в начале разработки отсутствовала.

В начальной стадии разработки по горизонту добывалось большое количество растворенного газа. Газовый фактор по замерам 1943 года по отдельным скважинам составлял 300 м³ на одну тонну добытой нефти. По замерам в 1957-58 гг. среднегодовой газовый фактор оставался постоянным и составляли 74 м³/т, в 1962 году – 64,5 м³/т. Среднее начальное пластовое давление по горизонту составляло 55 атмосфер.

Пластовое давление по горизонту в процессе разработки все время падало. В 1957 году пластовое давление составляло 11,5 атм. Начиная с 1960 г. в связи с пуском экспериментальной установки вторичных методов, пластовое давление по горизонту начало возрастать. В 1961 г. оно составляет 15,7 атм., а в 1962-18,5 атм.

В начальной стадии разработки в силах продвижения жидкости к забоям скважин значительное место занимал растворенный в нефти газ, на что указывают сравнительно высокие начальные дебиты нефти и факты фонтанирования некоторых скважин при сравнительно больших газовых факторах.

На конец 1962 года влияние растворенного газа снизилось до минимума. Режим растворенного газа переходит в упруговодонапорный режим. На это указывает падение газового фактора, пластового давления и увеличение обводненности залежи. Рост уровня жидкости в отдельных бездействующих скважинах обусловлен начавшимся заводнением. На 1/1-1963 г. на пермотриасовом горизонте работали 42 скважины с годовой добычей 6482,0 тонн нефти и 3214,0 тонн воды. Текущие суточные дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 3,5 тонн и от 0,05 до 150,0 тонн воды.

Т.е. на месторождении с начала ввода в эксплуатацию добыча производилась механизированным способом с применением ШГН.

По результатам анализа технологических условий, эксплуатации скважин, а также учитывая физико-химические свойства продукции, условия фонтанирования в данном разделе не рассматриваются.

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

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Учитывая опыт эксплуатации месторождений со схожими с месторождением Жаксымай условиями, рекомендуются винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ).

Возможность регулирования подачи насоса сменой диаметра шкива позволяет эксплуатацию винтового насоса в широком диапазоне дебитов, возможности оптимизации работы скважин без участия бригад ПРС делает эксплуатацию ВШН привлекательной в плане небольших материальных затрат. Винтовые насосы имеют диапазон добычи от 1 до 750 м³/сут, они работают стабильно при высоком содержании воды, устойчивы к песку и

абразивам.

В таблице 6.1.1 показаны нормальные условия применения винтовых насосов.

Таблица 6.1.1 Нормальные условия применения винтовых насосов.

Наименование	Параметры
Максимальная глубина подвески	2400 м
Напор стандартное исполнение	120 бар
Специальное исполнение	240 бар
Отклонение скважины	насосы могут быть установлены в наклонных скважинах вертикальных скважинах
Дебит	0,5 – 110 м ³ /сутки (при 100 об/мин)
Температура	до 135 °С
Добываемая жидкость	
Плотность нефти (при н. у.)	0,82-1,04 г/см ³
Вязкость нефти (на приеме насоса)	1 – 1000 сПз
ГНФ (на приеме насоса)	40 % (максимальный)
Содержание воды	0 – 100 %
Примеси:	
H ₂ S	до 5 %
CO ₂	до 1000 ppm
Песок	до 10 %

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот ротора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара, эластомеры винтовых насосов должны подбираться исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода проекта пробной эксплуатации, на месторождении Бурбайтал вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных

месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов.
- использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов.
- использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае, высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

* Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

Коэффициент полезного действия насоса. Это - функция скорости утечки жидкости между полостями, а также это - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на, пожалуй, 10-20 μm .

Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает ($>0.1\%$) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, затем выбор насоса большей производительности.

Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, ВШНУ представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок.

Для примера возможно применение винтовых штанговых насосов фирмы “Weatherford” с теоретической производительностью от 10 до 83 $\text{м}^3/\text{сут}$ и развиваемым напором от 600 до 1200 м. Статоры насосов спускаются на НКТ с номинальным диаметром 73 мм, роторы насосов — на штангах диаметром 22 мм. Для предотвращения прямого трения между штангами и НКТ на штангах рекомендуется устанавливать центраторы, для опорожнения труб НКТ оборудовать дренажными клапанами, для неподвижной фиксации нижнего конца НКТ, обеспечивающей спокойную работу насоса и не позволяющей отворачиваться (скручиваться) НКТ, применяются противоотворотные якоря.

На месторождении могут быть применены установки других фирм с аналогичными характеристиками.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования возникают такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Мероприятия по борьбе с отложениями, смол, асфальтенов и парафина (АСПО)

При снижении температуры и давления в стволе скважины растворимость нефти по отношению к парафину уменьшается, что приводит к его выпадению в осадок на глубинном и устьевом оборудовании скважин.

Одним из наиболее распространенных осложнений при добыче нефти являются асфальтено-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). Основной причиной, приводящей к образованию АСПО, является снижение растворяющей способности нефти по отношению к парафину в результате уменьшения температуры и разгазирования, причём преобладает температурный фактор.

При движении нефти от забоя до промысловых сооружений охлаждение, в основном, происходит при движении по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой, а также за счет выделения и расширения газа, обусловленного снижением давления. В результате уменьшения температуры снижается растворяющая способность нефти, и твердые парафины начинают выделяться из раствора, при этом наиболее интенсивная парафинизация происходит в подъемных трубах и в внутрискважинном оборудовании.

Таким образом, на образование АСПО существенное влияние оказывают:

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

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ИШН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее

перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии (например, петромагнитные устройства «Магнифло» производства компании «Петролеум Магнетик Интернешнл», г. Одесса и штат Техас, США; депарафинизаторы серии МОЖ НПФ «Технологические системы» и др.).

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

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

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. Основным требованием к ингибиторам парафиноотложений является достижение высокой эффективной защиты оборудования. При выборе ингибиторов следует учитывать его физико-химические свойства (вязкость, температура кристаллизации парафина, растворимость, плотность), которые должны позволять их применение в зимних условиях.

Кроме того, защищая оборудование от парафиноотложений, ингибиторы должны обладать определенным комплексом и других свойств, обеспечивающих их активное использование. Для окончательного выбора реагентов – ингибиторов парафиноотложений необходимо проведение опытно-промышленных испытаний по подбору оптимального реагента. Если технология ингибирования предусматривает использование ингибитора совместно с растворителями и другими химическими добавками, то необходимо проведение лабораторных исследований контроля качества соответствующих растворов.

Проведение систематического контроля за парафинизацией оборудования и трубопроводов является необходимым условием оптимального использования ингибиторов. Необходимо разработать методику мониторинга парафиноотложений и определить эффективность применения и уточнить расходный показатель намеченного к применению ингибитора и растворителя парафиноотложений.

Следует отметить, что рынок услуг нефтедобычи предлагает множество химических реагентов, поставку и сервисное сопровождение работ на объектах заказчика. Например, ингибитор парафиноотложения комплексного действия СНПХ-7821, ЕС-6426А (фирмы Налко/Эксон) и др.

Способ удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования путём обработки горячей нефтью прост и сразу даёт результат. Однако для этого нельзя использовать нефть из нижней части резервуара, где оседает большое количество компонентов парафинового ряда.

При закачке высокопарафинистой нефти это возможно ещё больше осложнит проблему. Наиболее предпочтительной является обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок. Одновременно с промывкой горячей нефтью проводится закачка химреагента “KL-99”.

Добавление углеводородных растворителей способствует очистке глубинного и устьевого оборудования от парафина, улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти

приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. При промывке часть горячей нефти попадает в ПЗС и из-за разности температур пласта и горячей нефти при контакте с водой она становится еще более вязкой и на какое-то время закрывает каналы, по которым вода поступает в скважину.

Обработка горячей нефтью и обработка растворителями позволяют повысить производительность скважин. Эффективность того или иного ранее не применявшегося на месторождении реагента должна определяться в лабораторных условиях с последующим проведением опытно-промысловых испытаний.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;
- удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутрипромыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- эксплуатационные скважины;
- индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Проектом эксплуатации на месторождении Жаксымай приняты два варианта системы сбора транспорта и промысловой подготовки нефти, однетрубная напорная и напорная двухтрубная.

При однетрубной напорной системе сбора продукция скважин по выкидным линиям подается на ППН на первую, затем на вторую ступень сепарации, для отделения газа от продукции и раздельного транспорта жидкости и выделившегося газа за счет давления в сепараторе. Газ после сепарации по газопроводам поступает на факелы высокого и низкого давления. На

самом низком участке газопровода, идущего к факелу, устанавливается конденсатосборник. Жидкость после сепарации поступает в технологические емкости ППН, где проходит процесс подготовки до товарной кондиции. Различные производственные стоки и дренаж собираются в подземные дренажные емкости.

Двухтрубная напорная система сбора предусматривает установку дожимных насосных станций (ДНС). ДНС используется в случаях, когда скважинам не хватает пластовой энергии для перемещения нефтегазовой жидкости до пунктов подготовки нефти (ППН). Дожимная насосная станция — основная техническая часть систем добычи нефти с газом на местах промысла и их дальнейшего перемещения. Дожимные насосные станции служат для сепарации газа от нефти, отделения газа от капельной жидкости, дальнейшего перемещения нефти центробежными насосами, а газа с давлением сепарации.

Основные технологические блоки ДНС:

1. Горизонтальный нефтегазосепаратор НГС объемом 6-12,5м³;
2. Приемная технологическая емкость объемом 50м³.
3. Дренажная емкость объемом 16-25м³;
4. Насос 4НК-5/1;
5. Свеча сброса газа в случае аварии.
6. Шкаф управления насосом.

Продукция скважин по выкидным линиям подается на площадку ДНС, где при давлении 0,4-0,6МПа в сепараторе НГС, происходит отделение газа от продукции и раздельная транспортировка жидкости и выделившегося газа за счет давления в сепараторе. Далее жидкость поступает в приёмную технологическую ёмкость, откуда насосом по нефтесборному коллектору перекачивается, либо автоцистернами перевозится, на ППН. Выделившийся газ после сепарационной установки по газосборному коллектору бескомпрессорным способом также транспортируется на ППН, на вторую ступень сепарации.

Система сбора и транспорта продукции месторождения рассчитаны на максимальные объемы добычи жидкости, нефти и воды:

Суточная добыча жидкости – 275 т;

Суточная добыча нефти – 105 т;

Добыча воды – 170 т;

Фонд добывающих скважин составит – 25 ед.

Пункт подготовки нефти (ППН) месторождения Жаксымай предназначен для подготовки потока добываемой продукции, поступающей от скважин нефтепромысла.

Подготовка сырья предусматривает разделение поступающей газожидкостной смеси на газовую и жидкую фазы, и подачи жидкой фазы на пункт подготовки нефти, где проходит процесс подготовки до товарной кондиции и сдачи потребителю (вывоз автоцистернами).

Общая производительность ППН на месторождении Жаксымай составляет 300 т/сут.

В ППН входят следующие основные площадки:

Площадка АГЗУ;

Площадка нефтегазового сепаратора первой ступени;

Площадка нефтегазового сепаратора второй ступени;

Площадка технологических емкостей (6 х 50м³);

Площадка насосной внутренней перекачки (насосы 4НК-5/1);

Площадка емкостей товарного парка (7х50м³, 2х100м³)

Площадка путевого подогревателя ПП-0,63;

Площадка насосной внешней откачки (насосы 4НК-5/1);

Площадка налива автоцистерн;

Площадки дренажных емкостей.

Площадка факельной установки высокого и низкого давления.

Технологический процесс характеризуется законченностью технологического цикла. Технологические сооружения ППН относятся к категории производства по СНиП II-90-81 к пожаро-взрывоопасным. Весь технологический комплекс выполнен на основе строительно-технологических блоков, оснащенных во всех необходимых случаях приборами контроля и регулирования, являющимися частью общей системы управления ППН.

На месторождении Жаксымай продукция со скважин по выкидным линиям и после ДНС по нефтесборным коллекторам поступает в автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ) типа **Спутник АМ(Б)-40-7-400**. Для обеспечения контроля за технологическими режимами работа скважин, на АГЗУ, автоматически с определенной периодичностью проводятся индивидуально по скважинам замеры дебита по жидкости и газу.

По общему коллектору после АГЗУ продукция со всех скважин поступает в горизонтальный нефтегазовый сепаратор **НГС-1**. -1-1,6 (1,4) -1600-1 являющейся первой ступенью сепарации, где при давлении 2,5-3,5 кгс/см². происходит процесс сепарации. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ по трубопроводу высокого давления Ø108мм подается через конденсатосборник на факел высокого давления. Учет газа производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Затем газожидкостная смесь поступает во вторую степень сепарации на **НГС-2** -1-1,6 (1,4) -1200-1, где при давлении 1-1,5 кгс/см² происходит дополнительное разделение газа и жидкости. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ по трубопроводу низкого давления Ø108мм. подается через конденсатосборник на факел низкого давления. Учет газа производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Жидкость с нефтегазосепаратора **НГС-2** подается в приемные технологические емкости V-50м³. В приемных технологических емкостях происходит отстой и дополнительное разгазирование нефти. Затем насосами внутренней перекачки (**насос 4НК-5/1**) прокачивается через путевой подогреватель **ПП-0,63**, нагревается до 50-60 градусов, добавляется деэмульгатор для обезвоживания и обессоливания нефти, при необходимости пресная вода для обессоливания нефти. Подогреватель путевой **ПП-0,63** ёмкостного типа с промежуточным теплоносителем (пресная вода) предназначен для нагрева нефтепродуктов на ППН. Топливом является попутный нефтяной газ, после второй ступени сепарации. Учет газа потребляемого на собственные нужды производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650

Технические характеристики ПП-0,63

Параметры	Характеристика
Полезная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч), не более	0,73 (0,63)
Производительность по нагреваемому продукту, кгс (т/сут.), не более	13,3 (1150)
Температура нагрева продукта, К (°С), не более	338 (65)
Давление рабочее в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см.кв.), не более	6,3 (63)
Топливо	Природный или нефтяной попутный газ
Расход топлива, не более	100 м.куб/ч
КПД, %	70
Климатическое исполнение	«У»
Габаритные размеры, транспортные (длина x ширина x высота), м	9,34x2,73x3,55
Масса в нерабочем состоянии, т	13

После охлаждения и отстоя в технологических емкостях производится сброс пластовой, подтоварной воды в дренажную емкость.

Нефть после подготовки в технологических емкостях, насосами внутренней перекачки по отдельной линии, откачивается в товарный парк. С емкостей товарной нефти, нефть проходит через фильтры СДЖ-100 и поступает на насосы внешней откачки (**насос 4НК-5/1**). Насосы подают нефть на ННЭ (Нефтяная наливная эстакада) и автоцистернами вывозится к потребителю.

Пластовая, подтоварная вода с дренажных емкостей после предварительной очистки утилизируются закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Все аппараты ППН оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется в факельную систему, включающую конденсатосборник для улова конденсата на факеле высокого и низкого давлений.

Для опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ все аппараты оснащены дренажной системой дренажных емкостей. Для проведения операций по пропарке и промывке все аппараты оснащены присоединительными штуцерами.

Возможны образование гидратов углеводородных газов при их добыче, транспортировке, а также в процессах первичной обработки нефти и газа.

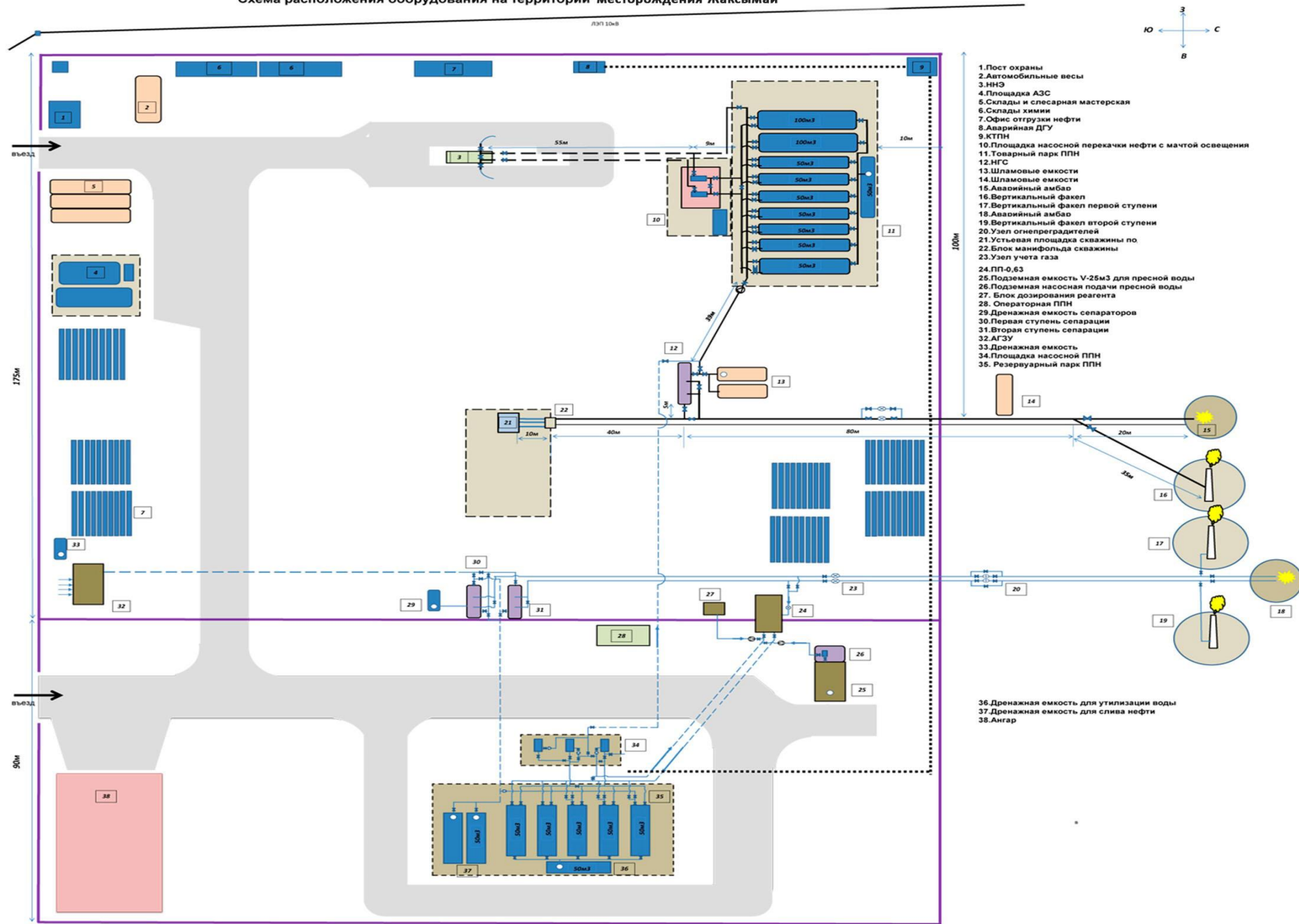
Введение ингибиторов предотвращающих гидратообразования в поток влажного газа изменяет энергию взаимодействия между молекулами воды. Вследствие этого снижается давление паров воды над её поверхностью, что приводит к уменьшению равновесной температуры гидратообразования. Воздействуя непосредственно на отложения гидратов, ингибиторы гидратообразования также снижают давление паров воды над ними и вызывают постепенное разложение гидратов.

В качестве ингибиторов гидратообразования применяют спирты (метанол, моно-, ди- и триэтиленгликоли) и, ограниченно водные растворы хлористого кальция. Ингибиторы вводятся в поток газа перед участками возможного гидратообразования. Ввод осуществляется централизованно — от одной установки на сборном пункте в группу скважин, промысловые коммуникации и технологические аппараты (с помощью дозировочного насоса) или индивидуально — в каждый объект (насосом либо самотёком). Максимальный эффект достигается при постоянном поступлении ингибиторов (независимо от схемы ввода) с помощью форсунок (в распылённом состоянии). Регенерация отработанных ингибиторов гидратообразования проводится методом ректификации (для метанола и гликолей) или упариванием (для растворов хлористого кальция).

Перспективно использование в качестве ингибиторов гидратообразования продуктов нефтехимического производства (полипропилен-гликоль, этилцеллозольв), а также применение комплексных ингибиторов. Последние предназначены для предупреждения гидратообразования и коррозии, а также солеотложения.

Принципиальная схема временной УСН при эксплуатации скважин на месторождении Жаксымай на рисунке 6.3.1.

Схема расположения оборудования на территории месторождения Жаксымай



6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Недропользователю необходимо будет составить «Программу развития переработки попутного газа при разработке месторождения Жаксымай», которая рассматривается и утверждается Рабочей группой в Министерстве Энергетики РК.

По данным, из отчета «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Джаксымай Темирского района Актюбинской области Казахской ССР по состоянию на 01.01.1963 года в пермотриасовых залежах газовый фактор по замерам 1943 года по отдельным скважинам составлял 300 м³/т, по замерам в 1957-58 гг. среднегодовой газовый фактор оставался постоянным и составляли 74 м³/т, в 1962 году – 64,5 м³/т. По нижнеюрскому горизонту сведения по замерам газа не имеются. Поэтому, при расчетах добычи газа по обеим залежам был принят газосодержание равное 64,5 м³/т.

По рекомендованному II-варианту разработки максимальная суточная добыча нефти и газа достигается в 2027 году, после ввода в эксплуатацию всех запроектированных скважин. При этом максимальная суточная добыча нефти составит 105 тонны, газа – 6773 м³.

Для использования попутного газа на собственные нужды рекомендуются использование подогревателя нефти ПП-0,63А и газопоршневого генератора электричества САТ G3512LE мощностью 725 кВт.

Технические характеристики ПП-0,63А

Параметры	Характеристика
Полезная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч), не более	0,73 (0,63)
Производительность по нагреваемому продукту, кгс (т/сут.), не более	13,3 (1150)
Температура нагрева продукта, К (°С), не более	338 (65)
Давление рабочее в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см.кв.), не более	6,3 (63)
Топливо	Природный или нефтяной попутный газ
Расход топлива, не более	100 м.куб/ч
КПД, %	70
Климатическое исполнение	«У»
Габаритные размеры, транспортные (длина x ширина x высота), м	9,34x2,73x3,55
Масса в нерабочем состоянии, т	13

Расход топлива ГПЭС мощностью 725кВт – 123 м³/час при загрузке на 50% и 173 м³/час при загрузке на 75%.

Результаты расчета потребления попутного газа приведены в таблице 6.4.1

Таблица 6.4.1 - Объемы потребления попутного газа на собственные нужды

Источники потребления газа	Год	
	при загрузке ГПЭС на 50%	при загрузке ГПЭС на 75%
	расход, м ³ /сут	расход, м ³ /сут
Подогреватель ПП-0.63А (вход. нефть)	2 160	2 160
ГПЭС (750кВт)	2 952	4 152
ИТОГО	5 112	6 312

Таким образом, при максимальной загрузке потребителей расход газа на технологические нужды факельной установки составляет 460 м³/сут.

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка пермотриасовых залежей (РТ) месторождения будет производиться с поддержанием пластового давления путем закачки воды через нагнетательные скважины 340-Н, 341-Н и 342-Н. Для закачки будут использоваться вода из водозаборной скважины и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества.

Основными техническими требованиями к системе заводнения являются:

сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;

предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;

предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;

предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

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

Водородный показатель (рН). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.

Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.

Содержание кальций-иона. Не нормируется.

Содержание магний-иона. Не нормируется.

Содержание натрия и калий-иона. Не нормируется.

Содержание хлор-иона. Не нормируется.

Содержание сульфат-иона. Не допускается.

Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.

Показатель стабильности. Вода должна быть стабильной.

Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.

Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.

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

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

Содержание растворенного кислорода. Не более 0.02-0.05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.

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

Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.

Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105°C и в пробе после прокаливании при 600°C должно быть одинаковым.

Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.

Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не

нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.

Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

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

7.1 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

Конструкция скважины проектируется с учетом литолого-стратиграфического разреза и физических особенностей вскрываемых пород, предупреждения осложнений и обеспечения проведения предусмотренного комплекса исследовательских работ.

Для проектируемых скважин с проектной глубиной 650 м принимается следующая конструкция:

1. Направление удлиненное ϕ 339,7мм устанавливается на глубину 40м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.
2. Кондуктор ϕ 244,5мм спускается на глубину 300 метров. Цементируется до устья. На кондуктор устанавливается ПВО.
3. Эксплуатационная колонна ϕ 177,8мм спускается до проектной глубины с целью разобщения продуктивных пластов. Цементируется до устья. На колонну устанавливается ФА.

Таблица 7.1.1. Конструкция скважин

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска				Высота подъема цемента
			По вертикали		По стволу		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	Направление	339,7	0	40	0	40	До устья
2	Кондуктор	244,5	0	300	0	300	До устья
3	Эксплуатационная	177,8	0	650	0	650	До устья

Требования к производству буровых работ

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с условиями бурения.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления и циркуляции бурового раствора должна исключать загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемые для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы.

Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка ZJ-30. На данной буровой установке возможно размещение комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, РД и рабочему проекту на строительство скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов и охраны окружающей среды от загрязнения при бурении, освоении и испытании скважин на устье устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет собой комплекс, состоящий из превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой,

напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Комплекс ПВО обеспечивает проведение следующих работ:

герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание плашек под давлением и без давления;

спуск-подъем колонны труб при герметизированном устье;

циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;

оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Результаты освоения и опробования скважин напрямую зависят от типа и параметров бурового раствора. Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;

при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;

обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;

обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;

не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;

обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;

оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;

обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

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

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

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

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

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

7.2 Выполнение требований к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

От качества вскрытия продуктивных пластов в значительной степени зависит последующая эксплуатация скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерным раствором, строго соблюдая его проектные параметры. При этом депрессия на пласт не должна превышать 5 % пластового давления. С этой целью, вскрытие горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые, к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов являются:

создание противодействия на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

недопущение колюматации перфорационных каналов и призабойной зоны пласта (ПЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных пластов производится путем их перфорации перфоратором типа ТСП "Predator 4 1/2" с созданием репрессии на пласт в среде технической воды плотностью 1,02 г/см³. Плотность прострела 16-20 выстрелов на 1 погонный метр. Для производства перфорации на устье скважины устанавливают перфорационную задвижку.

После перфорации спускают подземное оборудование. Устье оборудуют в соответствии со схемой оборудования устья скважины при фонтанной эксплуатации.

Освоение скважины производят заменой столба жидкости на нефть, в случае неполучения притока из интервала произвести освоение и вызов притока с помощью свабирования.

Пластовый флюид направляют по шлейфу на емкость (резервуар) установленный на устье скважины.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что производительность скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (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 при депрессии на пласт в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ТБС НМПОСНО 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.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании 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 плану испытания, утвержденного недропользователем.

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

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

В данной главе, согласно «Методическим рекомендациям...» представлена динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели рекомендуемого варианта 2.

Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ и сопутствующих показателей представлено в таблицах 8.1.1.

Таблица 0.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объема буровых работ на м/р Жаксымай. II вариант (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																								
		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
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
1	Добыча нефти всего, тыс.т	6,6	10,5	16,7	28,9	33,7	31,3	28,6	26,1	23,9	21,9	19,9	18,2	16,6	15,3	13,9	12,7	11,6	10,6	9,7	8,9	8,1	7,3	6,6	5,9	5,3
2	В том числе из: переходящих скважин	0	10,5	9,6	20,9	32,7	31,3	28,6	26,1	23,9	21,9	19,9	18,2	16,6	15,3	13,9	12,7	11,6	10,6	9,7	8,9	8,1	7,3	6,6	5,9	5,3
3	новых скважин	6,6	0	7,1	8,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	6,6	10,5	16,7	28,9	33,7	31,3	28,6	26,1	23,9	21,9	19,9	18,2	16,6	15,3	13,9	12,7	11,6	10,6	9,7	8,9	8,1	7,3	6,6	5,9	5,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	6	0	7	6	1	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	3	0	7	6	1	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	из консервации	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
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	5,4	0	4,6	6,4	4,0	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	348	0	190,7	207,8	250,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	650	0	650	650	650	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	1,95	0	5,2	5,2	0,65	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 скважины	1,95	0	4,55	3,9	0,65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	нагнетательные скважины	0	0	0,65	1,3	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	0,0	0	347,7	347,7	347,7	346,75	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 в данном году, тыс.т	0,00	10,5	9,6	20,9	32,7	9,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	10,5	9,6	20,9	32,7	32,7	31,3	28,6	26,1	23,9	21,9	19,9	18,2	16,6	15,3	13,9	12,7	11,6	10,6	9,7	8,9	8,1	7,3	6,6	5,9
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	10,5	9,6	20,9	32,7	31,3	28,6	28,6	26,1	23,9	21,9	19,9	18,2	16,6	15,3	13,9	12,7	11,6	10,6	9,7	8,9	8,1	7,3	6,6	5,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	6,6	10,5	9,6	20,9	32,7	31,3	28,6	26,1	23,9	21,9	19,9	18,2	16,6	15,3	13,9	12,7	11,6	10,6	9,7	8,9	8,1	7,3	6,6	5,9	5,3
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0	3,9	-0,9	11,6	21,1	-1,4	-2,7	-2,5	-2,2	-2,0	-2,0	-1,7	-1,6	-1,3	-1,4	-1,1	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0	59,0	-8,6	117,7	56,5	-4,28	-8,6	-8,7	-8,43	-8,36	-9,13	-8,54	-8,8	-7,83	-9,15	-8,6	-8,7	-8,6	-8,5	-8,3	-8,9	-9,8	-9,6	-10,6	-10,2
22	Мощность новых скважин, тыс.т	0	0	1,68	2,34	1,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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.	6	6	13	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
26	В том числе нагнет., в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	13	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
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.	6	6	13	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
30	Ввод скважин под нагнетание.	0,0	0,0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных 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
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	Действ., фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, 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
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8,3	8,3	8,6	8,5	9,2	9,2	9,1	9,0	8,9	8,9	8,8	8,7	8,7	8,6	8,6	8,5	8,4	8,4	8,3	8,3	8,2	8,1	7,9	7,7	7,6
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0	8,3	8,3	8,3	9,4	9,2	9,1	9,0	8,9	8,9	8,8	8,7	8,7	8,6	8,6	8,5	8,4	8,4	8,3	8,3	8,2	8,1	7,9	7,7	7,6
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	8,3	0	8,6	8,5	8,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	34,7	38,8	40,8	42,9	47,2	50,7	54,6	58,2	61,5	64,6	67,4	70,0	72,4	74,6	76,6	78,4	80,2	81,7	83,2	84,5	85,8	86,9	88,0	88,9	89,8
39	переходящих	0	38,8	39,9	41,0	44,5	50,7	54,6	58,2	61,5	64,6	67,4	70,0	72,4	74,6	76,6	78,4	80,2	81,7	83,2	84,5	85,8	86,9	88,0	88,9	89,8
40	новых	34,7	0,0	46,2	46,0	52,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	5,1	5,0	4,9	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	0,9	0,9	0,8
42	переходящих	5,3	5,1	4,8	4,6	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	0,9	0,9	0,8
43	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0	0	75,8	42,2	50,4	50,2	49,7	49,3	49,0	48,8	48,3	47,9	47,6	47,4	46,9	46,6	46,2	46,0	45,6	45,2	44,9	44,0	43,1	42,3	41,4
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	10,2	17,2	28,2	50,6	63,8	63,5	62,9	62,4	62,0	61,7	61,1	60,7	60,2	60,0	59,4	58,9	58,5	58,3	57,7	57,3	56,9	55,9	54,9	53,7	52,7
45	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	0	17,2	17,1	36,9	61,9	63,5	62,9	62,4	62,0	61,7	61,1	60,7	60,2	60,0	59,4	58,9	58,5	58,3	57,7	57,3	56,9	55,9	54,9	53,7	52,7
46	из новых скважин	10,2	0	11,1	13,7	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0
47	механизированным способом	10,2	17,2	28,2	36,9	63,8	63,5	62,9	62,4	62,0	61,7	61,1	60,7	60,2	60,0	59,4	58,9	58,5	58,3	57,7	57,3	56,9	55,9	54,9	53,7	52,7
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	942,7	959,9	988,1	1038,7	1102,5	1166,0	1228,9	1291,4	1353,4	1415,1	1476,2	1536,9	1597,1	1657,1	1716,4	1775,4	1833,9	1892,2	1949,9	2007,2	2064,1	2120,0	2174,9	2228,6	2281,3

49	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	355,3	365,8	382,5	411,4	445,1	476,4	505,0	531,1	555,0	576,9	596,8	615,0	631,3	646,7	660,7	673,4	685,0	695,6	705,4	714,2	722,3	729,6	736,2	742,2	747,5
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,183	0.189	0.197	0.212	0.230	0,246	0,261	0,274	0,286	0,298	0,308	0,317	0,326	0,334	0,341	0,348	0,354	0,359	0,364	0,369	0,373	0,377	0,380	0,383	0,386
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	68,8	70,8	74,0	79,6	86,2	92,2	97,8	102,8	107,4	111,7	115,5	119,0	122,3	125,2	127,9	130,4	132,6	134,7	136,5	138,3	139,8	141,2	142,5	143,7	144,7
Продолжение таблицы 8.1.1																										
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,3	2,0	3,2	5,6	6,5	6,1	5,5	5,1	4,6	4,2	3,9	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0
53	Темп отбора от текущих, %	3,9	6,5	11,1	21,5	32,0	43,8	71,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	Закачка рабочего агента, тыс. м³/год	0	0	26,3	43,9	52,5	52,2	51,7	51,4	51,0	50,8	50,3	49,9	49,5	49,3	48,8	48,5	48,1	47,9	47,4	47,1	46,8	45,8	44,9	44,0	43,1
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³ (млн.м³)	0	0	26,3	70,2	122,7	174,9	226,6	278,0	329,0	379,8	430,1	480,0	529,5	578,8	627,6	676,1	724,2	772,1	819,5	866,6	913,4	959,2	1004,1	1048,1	1091,2
56	Компенсация отбора: текущая, %	0	0	93,3	86,8	82,2	82,2	82,2	82,3	82,3	82,3	82,3	82,2	82,2	82,2	82,2	82,3	82,2	82,2	82,2	82,2	82,3	82,0	81,8	81,8	81,8
57	с начала разработки, %	0	0	2,7	6,8	11,1	15,0	18,4	21,5	24,3	26,8	29,1	31,2	33,2	34,9	36,6	38,1	39,5	40,8	42,0	43,2	44,3	45,2	46,2	47,0	47,8
58	Добыча газа всего, млн..м3	0,426	0,679	1,077	1,861	2,174	2,021	1,842	1,683	1,538	1,410	1,285	1,174	1,073	0,984	0,897	0,819	0,749	0,686	0,626	0,572	0,522	0,471	0,425	0,383	0,345
59	Добыча газа с начала разработки, млн..м3	0,426	1,105	2,183	4,044	6,218	8,238	10,080	11,763	13,301	14,711	15,996	17,171	18,244	19,228	20,125	20,944	21,693	22,379	23,005	23,577	24,099	24,570	24,995	25,378	25,723

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

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Жаксымай предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих и нагнетательных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию.

Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” и “Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК” в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;
- контроль за обводненностью нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой.

Цель исследований нефти и газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, изучении закономерностей их распределения в пределах эксплуатационного объекта, контроле за их изменением в процессе разработки.

За период разведки и эксплуатации месторождения Жаксымай изучено более сотни проб нефти по 45 скважинам, из них по 41 скважине, эксплуатирующих пермотриасовый горизонт и по 4 скважинам – нижнеюрский горизонт.

Пластовые пробы нефти на месторождении не отбирались.

В дальнейшем для контроля за изменениями свойств во флюидальной системе месторождения при бурения новых скважин рекомендуется провести отбор и исследования глубинных проб нефти. При отборе новых проб пластовой нефти необходимо предусмотреть отбор не менее двух параллельных образцов и провести полный комплекс исследований.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в

непосредственной близости от зоны притока нефти. Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Ежегодный график отбора глубинных проб из нефтяных скважин должен составляться геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и в соответствии с целями и оперативными задачами, возникающими в процессе разработки.

Контроль за газовыми факторами

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, могут выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально.

Контроль за обводненностью продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему действующему фонду скважин с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения: При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

Отбор и исследование дегазированных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами нефти (плотностью, вязкостью, фракционным составом и др.) рекомендуется отбирать устьевые пробы ежегодно не менее одного раза в год из скважин, равномерно расположенных по площади. Параметры дегазированной нефти должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Исследования проводятся в специализированных химических лабораториях.

Лабораторные исследования пластовой воды

Рекомендуется в целях уточнения изменений в составах подземных вод за период эксплуатации месторождения предусмотреть отборы и лабораторные исследования проб воды из пермтриасовых и нижнеюрских отложений.

Необходимо провести лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой месторождения Жаксымай по результатам которых будут определены критерии очистки попутно-добываемой воды в соответствии с СТ РК 1662–2007.

Рекомендуемые виды физико-химических исследований нефти и газа приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 0.4 - Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой

Виды исследований	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	Давление насыщения; Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения;
Стандартная сепарация пластовой нефти.	Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа.
Определение вязкости пластовой нефти.	Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.	Параметры: ➤ - плотность при 20 °С; ➤ - вязкость при 20 °С; ➤ - молярная масса; ➤ - температура застывания; ➤ - температура вспышки в открытом тигле (закрытом тигле); ➤ - зольность; ➤ - коксуемость; ➤ - кислотное число; ➤ - фракционный состав.

	Содержание: ➤ - парафина; ➤ - смол силикагелевых; ➤ - асфальтенов; ➤ - воды; ➤ - солей; ➤ - серы.
Исследования пластовой водой	совместимость закачиваемой воды с породой и пластовой водой (в перспективе)

Гидродинамические исследования по контролю за разработкой

Целями гидродинамических методов по контролю и регулированию разработки месторождения являются:

- получение необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей;
- оценка и уточнение продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- выбор оптимального режима эксплуатации скважины;
- контроль добываемой продукции;
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, пластами, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Контроль за разработкой месторождения осуществляется с целью оценки эффективности принятой системы разработки с точки зрения полноты выработки запасов нефти и достижения, утвержденного КИН и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Согласно положениям ЕПРКИН п.127, в рамках проектного документа разработана «Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах».

На месторождении с целью контроля за разработкой проводятся целый комплекс мероприятий по контролю за разработкой:

- ✓ Метод восстановления давления (КВД);
- ✓ Исследование методом установившихся отборов (МУО);
- ✓ Замер забойных и пластовых давлений с использованием манометров;
- ✓ Замер динамических и статических уровней эхолотом;
- ✓ Учет продукции скважин путем ежедневных замеров;
- ✓ Контроль за состоянием пробуренного фонда скважин;
- ✓ Подземный и капитальный ремонт скважин.

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после ввода их из бурения или проведения ремонтных работ (в действующих добывающих и наблюдательных скважинах) согласно проектному документу должно осуществляться определение пластового давления в виде разовых исследований не реже одного раза в квартал.

Замеры дебитов, определение обводненности на месторождении проводятся согласно плану комплекса исследований по контролю за разработкой.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Согласно мировой практике, для коллекторов с абсолютной проницаемостью более 0,1 мкм² время для закрытия на КВД должно составлять не менее 48 ч; 0,1-0,05 мкм² - 72 ч; 0,01-0,05 мкм² - 144 ч.

Рекомендуется останавливать скважины для проведения замеров пластового давления и КВД не менее, чем на 6 суток.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления один раз в квартал не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в квартал, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

В таблице 9.1.2 приведен комплекс обязательных промысловых гидродинамических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах.

Таблица 0.2 – Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований

Мероприятия		Кол-во ед.	Периодичность исследований
1	2	3	4
Определение дебита жидкости (приемистости)	<i>Действующие добывающие</i>	960	1 раз в 7 дней
	<i>Действующие нагнетательные</i>	36	1 раз в месяц
Определение обводненности продукции	<i>Действующие добывающие</i>		
	Безводные (до 2%) и высокообводненные (более 90%)	480	2 раза в месяц
	Низко- и среднеобводненные (2-90%)	-	1 раз в 7 дней
Определение газового фактора	<i>Действующие добывающие</i>		
	При $R_{пл} > R_{нас}$	20	1 раз в год
	При $R_{пл} < R_{нас}$	-	1 раз в месяц
Измерение буферного ($R_{буф}$) и межтрубного ($R_{зат}$) давления	<i>Действующие добывающие</i>	80	1 раз в квартал
	<i>Действующие нагнетательные</i>	365	1 раз в 3 дня
Определение забойного давления $R_{заб}$	<i>Действующие добывающие</i>	240	1 раз в месяц
	<i>Действующие нагнетательные</i>	12	1 раз в квартал
Определение пластового давления $R_{пл}$	<i>Действующие добывающие</i>	80	1 раз в квартал
	<i>Действующие нагнетательные</i>	6	1 раз в полугодие
Исследования скважин методом восстановления давления (уровня)	<i>Действующие добывающие</i>	-	1 раз в полугодие
Исследования профиля притока	<i>Действующие добывающие</i>	-	1 раз в год
Исследования профиля поглощения	<i>Действующие нагнетательные</i>	6	1 раз в год
Исследования скважин методом установившихся отборов	<i>Действующие добывающие</i>	-	1 раз в год

Промыслово-геофизические исследования

Одним из основных источников информации о техническом состоянии скважин являются результаты геофизических исследований по ГИС-контролю, проводимых в скважинах эксплуатационного фонда добывающих скважин.

В протоколе ГКЗ СССР за №4136 от 02.11.1963г было отмечено, что промыслово-геофизические исследования на месторождении Жаксымай выполнены неполным комплексом методов в очень ограниченных объемах. Стандартная электрометрия проведена в 99 скважинах, кавернометрия – в 3, радиометрия – в 27, БКЗ – лишь в одной скважине. Вследствие методических недостатков этих работ (применение различных по типу установок, мелкий масштаб регистрации диаграмм электро- и радиометрии – 1: 500 и 1 : 1000), а также низкого качества записи некоторых диаграмм, сопоставление по отдельным скважинам и выделение границ продуктивных пластов крайне осложнено.

Поэтому комплекс промыслово-геофизических исследований современными методами необходимо проводить во всех проектных скважинах.

Исходя из опыта бурения скважин на подсолевые и надсолевые отложения в Прикаспийской впадине, разработан эффективный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС). Объем ГИС для проектных скважин приведен в таблице 9.1.3.

При необходимости специалистами Заказчика могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения промыслово-геофизических исследований.

Таблица 9.1.3 - Комплекс исследований скважин методами ГИС

Условия измерения	Решаемые задачи	По всему разрезу	В продуктивных интервалах
В открытом стволе	Изучение строения, литологии, коллекторских свойств	ПС, БК(RTeX), ГК, НГК, ННК, ВСП	ПС, СГК, НГК, ННК, БК(RTeX), ВИКИЗ, ГГК-П(ZDNC), ГГК-ЛП, МБК, МКВ, МКЗ, АКШ, Рез, ЯМК(MREX)
	Определение насыщения		ИПТ
	Изучение технологического состояния скважины	Кавернометрия, профилометрия (КВ, ПФ), Терм, Инклинометрия (ИОН-2)	Кавернометрия, профилометрия (КВ, ПФ) Инклинометрия (ИОН-2)
В обсаженной скважине	Изучение технического состояния скважины	ЛМ, АКЦ-ФКД, ГГДТ, ЭМДТ	
В обсаженной скважине при испытании	Выделение работающих интервалов		Дебитометрия, ЛМ, ГК(GR), Терм, М, ВЛГ, ГГК-П, плотнометрия

Условные обозначения:

- ГСМ – гамма-спектрометрия;
- Рез – резистивиметрия;
- НМ – наклониметрия;
- ЛМ – локатор муфт и перфорационных отверстий;
- ЛП – локатор перфорационных отверстий;
- ИПТ – пластоиспытатель на трубах;
- НГК – нейтронный гамма каротаж
- ННК – нейтронная пористость
- ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж;
- ГГК-ЛП – лито-плотностной гамма-гамма каротаж;
- АКШ – акустический широкополосной каротаж;
- ГК – гамма-каротаж;
- СГК - спектральный гамма-каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- МБК –микробоковой каротаж;
- ПС – поляризация спонтанная;
- ВИКИЗ – высокочастотное индукционное изопараметрическое зондирование;
- МКЗ – микрокаротажное зондирование;
- АКЦ-ФКД – акустический фазо-корреляционных цементомер;

ЭМДТ – электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия;

МКВ – микрокаверномер;

М- манометрометрия;

ВЛГ – влагометрия.

Методы ГИС-контроля выполняются с соблюдением требований технической инструкции и технических рекомендаций к скважинным приборам.

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе разработки месторождения Жаксымай:

- ✓ Определение текущего состояния насыщения пластов и текущего положения ВНК;
- ✓ Определения профиля притока и характера поступающего флюида, контроль охвата выработкой продуктивного разреза, изучение профилей притока пластового флюида;

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Характеристика воздействия на геологическую среду

Геологическая среда - сложная многокомпонентная система, находящаяся в динамическом равновесии. Естественное или антропогенное изменение одного из компонентов может вызвать перестройку всей системы. Эта перестройка фактически выражается в развитии геологических, физико-химических и биохимических процессов.

Геологическая среда, по сравнению с другими составляющими окружающей среды, обладает некоторыми особенностями, определяющими специфику всякого рода геоэкологических прогнозов, важнейшими из которых являются:

- ✓ инерционность, т.е. способность в течение определенного времени противостоять действию внешних факторов без существенных изменений своей структуры и состояния;
- ✓ необратимость процессов, вызванных внешними воздействиями (полная и частичная). О восстановлении состояния и структуры геологической среды после их нарушений можно говорить с определенной дозой условности лишь по отношению к подземным водам, частично почвам. Нарушения геологического субстрата, как правило, необратимы;
- ✓ разная по времени динамика формирования компонентов. Породная компонента, сформировавшаяся, в основном, в течение сотен тысяч миллионов лет находится, в равновесии (преимущественно статическом) с окружающей средой, газовая компонента более динамична, промежуточное положение занимают почвы;
- ✓ сравнительно низкая, по сравнению с биологической компонентой экосистем (и тем более организмами) способность к саморегулированию или самовосстановлению.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе существования какой-либо нагрузки не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия.

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

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

При бурении скважин техногенное воздействие будет происходить на массив горных пород на всю глубину бурения скважин. Бурение производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой выбуренной породы на поверхность буровым раствором.

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

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

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

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

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

Охрана недр при разработке месторождения

Охрана недр при проведении нефтяных операций на производственных объектах предприятия будет осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», № 125-VI от «27» декабря 2017 г.

Мероприятия по охране недр выполняются на всех этапах ведения ОПР.

К мероприятиям по охране недр в процессе разработки месторождения следует отнести:

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

В процессе строительства скважин предусматривается:

- гидроизоляция площадок под блоками установки оборудования;
- сбор технологических отходов в металлические емкости;
- технологические отходы вывозятся на полигон.

- в процессе проектирования бурения и крепления скважины конструкция скважины, система буровых растворов и технология бурения принимается обеспечивающей предупреждение вредного влияния на пласты и недра земли;
- колонны цементируются до устья с целью надежной изоляции пластовых вод и предупреждению их перетоков;
- опрессовка колонны, на которой установлено ПВО, производится согласно действующих инструкций, что обеспечивает надежную изоляцию водоносных горизонтов от проникновения пластового флюида из-за негерметичности обсадной колонны;
- регулярно производится контроль за водоотдачей, не допускается превышение ее сверх установленного настоящим проектом;
- исключается применение нефти при бурении;
- на буровой должен быть план ликвидации возможных аварий (фонтанирование, нарушение обваловки и т.п.), который содержит указания по оповещению соответствующих служб, перечень технических средств и материалов.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнений

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ);
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допущение разлива нефти и ГСМ (горюче-смазочных материалов);
- хранение производственных отходов в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

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

Обоснование размеров санитарно-защитной зоны

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается в соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237. Период проведения работ 2023-2047 годы.

На основании результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе при ведении проектируемых работ, максимальная концентрация в 1 ПДК достигается на расстоянии 780 м, что значительно менее радиуса установленного санитарно-эпидемиологическим заключением (СЭЗ) № 0400.X.KZ73VBS00008908 от 01.10.2015 г. размера СЗЗ 1108 метров.

Анализ результатов расчетов уровней шума создаваемых работой технологического оборудования буровой установки показывает, что в радиусе 100 м (на границе промплощадки), уровень звука (L) ниже предельно-допустимых значений по всем среднегеометрическим частотам октавных полос. В настоящем проекте проведена оценка экологического риска проекта, по которой территория возникновения аварийных ситуаций ограничивается промплощадкой (промплощадка 80 м x 80 м). Рассеивание загрязняющих веществ с учетом всех действующих источников на границе СЗЗ 108 метров значительно меньше 1 ПДК. Максимальная концентрация на границе СЗЗ равна 0,1925 ПДК. Учитывая суммарные выбросы ЗВ в атмосферный воздух, физическое воздействие и риски всех источников в процессе Опытно-промышленной разработки месторождения размер расчетной Санитарно-защитной зоны составил 780 м.

Ближайшие населенные пункты находятся на значительном удалении от площадок проведения работ (4700 метров на юго-востоке п. Шенгельши) и не попадут в зону воздействия.

С учетом среднегодовой розы ветров выполнено уточнение размера СЗЗ в таблице 10.3.1.

Таблица 10.3.1

Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
L ₀ , м	780	780	780	780	780	780	780	780
P ₀	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
P, %	5	9	20	19	8	17	11	11
P / P ₀	0,4	0,72	1,6	1,52	0,64	1,36	0,88	0,88
L, м	780	780	1248	1185,6	780	1060,8	780	780

10.3.2. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Месторождение Жаксымай, как объект, в скором времени начнет промышленную разработку – добычу углеводородного сырья относится к объектам I категории, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду (Приложение 2 Экологического кодекса № 400-VI ЗРК от 2 января 2021 года, Раздел 1, пункт 1. Энергетика, подпункт 1.3. Разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов)

Согласно Главы 13 Экологического Кодекса РК, ст. 182 п.1 «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе расположения месторождения Жаксымай и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия, на месторождении осуществляется производственный экологический контроль окружающей среды по согласованной в установленном порядке программе.

Действующим законодательным документом, регламентирующим программы производственного экологического контроля, являются Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 14.07.2021г. № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».

На основе действующих требований законодательства Республики Казахстан по охране недр и окружающей среды, соответствующих директивных указаний и положений по

безопасному ведению работ при производстве геологоразведочных работ и разработке нефтяных и газовых месторождений проводится весь комплекс природоохранных работ, включающий мероприятия, направленные на охрану недр, на защиту атмосферного воздуха, водных ресурсов, почвы и также на восстановление первоначальных природных комплексов.

«Проект Разработки участка месторождения Жаксымай», утверждена 01.01.2021г. Ниже приводится анализ результатов мониторинга в сравнении за последние 2 года.

Населенные пункты находятся на значительном удалении от площадок проведения работ, ближайший на расстоянии 13 000 метров на северо-востоке – это п. Аксай, и он не попадает в зону воздействия.

10.4. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Охрана и рациональное использование природных ресурсов в условиях высоких темпов развития производства является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». Требованиями по обеспечению экологической устойчивости окружающей среды при разведочных работах на нефтяных месторождениях являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр:

- неукоснительное соблюдение согласованных в государственных органах проектов, регламентирующих все виды деятельности по бурению, строительству скважин и их исследованиям;
- обеспечение полноты геологического изучения каждой скважины для достоверной оценки месторождения, предоставленного в недропользование;
- рациональное и комплексное использование водных ресурсов в процессе бурения;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников из-за перетоков в процессе бурения, цементирования и освоения скважин;
- охрана месторождений от обводнения, пожаров и от других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- эффективное использование балансовых запасов основных и сопутствующих запасов полезных ископаемых, а также сохранение в недрах или складирование забалансовых запасов для последующего промышленного освоения;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей природной среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах всех нефтеносных и проницаемых пластов;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение работы скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ликвидация бездействующих, дефектных скважин;
- систематические исследования технического состояния скважин на предмет их соответствия требованиям охраны недр и окружающей природной среды;
- организация сети наблюдений (контрольных пунктов) за геодинамическими процессами в районах разработки нефтяных месторождений.

Почвы

По почвенно-географическому районированию территория располагается в подзоне светло-каштановых пустынно-степных (полупустынных) почв.

Почвенный покров отличается значительной неоднородностью и пестротой, что связано с формированием почвообразующих пород, рельефом местности, водообеспеченностью территории, наличием и глубиной залегания грунтовых вод.

Почвообразующими породами почв участка служат четвертичные суглинки, элювий и делювий меловых пород. Южная часть территории занята песчаным массивом.

В условиях расчлененного рельефа уступов плато почвы развиваются непосредственно на коренных породах третичного и мелового возраста или на маломощном слое их элювия.

Зональными почвами подзоны являются светлокаштановые, развивающиеся под типчаково-ковыльно-полынной растительностью. Они получили распространение в западной части контрактного участка.

На левобережье р. Темир большое распространение получили солонцы, встречающиеся повсеместно в комплексах в виде различных сочетаний.

Долина реки Темир характеризуется сложной структурой почвенного покрова, в котором просматривается ряд пойменных гидроморфных почв в различной степени засоленных и солонцеватых. В отдельных местах речные долины занесены песками.

На правобережье р. Темир широкое распространение получили пески бугристые (массив Кокжиде).

Значительная расчлененность территории руслами мелких рек и временных водотоков, оврагами и балками обуславливает распространение эродированных (смытых) почв.

Большинство почв в агрономическом отношении являются малопродуктивными. Главное направление их использования - в качестве пастбищных угодий.

В районе участка работ выделяются следующие разновидности почв:

- Светло-каштановые нормальные;
- Светло-каштановые солонцеватые;
- Светло-каштановые эродированные (смытые);
- Солонцы пустынно-степные;
- Солонцы лугово-степные;
- Пески бугристые полузакрепленные.

Светло-каштановые нормальные почвы имеют распространение в западной части контрактного блока. Встречаются как отдельными однородными массивами, так и в комплексах с солонцами пустынно-степными. Формируются в автоморфных условиях по увалистым равнинам, сложенным супесчаными, песчаными, реже суглинистыми породами. Растительный покров представлен полынно-злаковыми ассоциациями с бедным видовым составом разнотравья.

Светлокаштановые нормальные почвы имеют довольно устойчивый профиль. Мощность гумусового горизонта не превышает 35 см, обычно 26-30 см.

По гранулометрическому составу среди описываемых почв выделяются суглинистые и супесчаные разновидности. В суглинистых разновидностях высокое до 20% содержание илистых фракций. В супесчаных почвах вскипание значительно ниже, чем в суглинистых.

Легкорастворимые соли у почв, формирующихся на суглинистых отложениях, встречаются на глубине 80-100 см, а у почв, формирующихся на легких отложениях, глубже 100 см.

Светло-каштановые солонцеватые почвы получили распространение локальными участками в пределах площади. Они образуют комплексы с солонцами пустынно-степными. Эти почвы развиваются на самых разнообразных элементах рельефа. Почвообразующие породы у них, как и у всех почв каштанового типа, пестры: глины, суглинки, супеси и меловые отложения. Часто эти породы засолены. Растительный покров представлен типчаково-полынными ассоциациями с примесью грудницы и ромашника. От светлокаштановых нормальных почв отличаются более высоким содержанием илстых частиц.

Светлокаштановые солонцеватые почвы в отличие от нормальных имеют отчетливо дифференцированный на генетические горизонты профиль. Он характеризуется несколько меньшей мощностью гумусового горизонта, вскипанием от соляной кислоты в нижней части переходного горизонта, повышенным залеганием горизонта солевых аккумуляций и ярко выраженным иллювиальным солонцеватым горизонтом.

Светло-каштановые эродированные почвы представлены небольшими вытянутыми участками. Развитие этих почв связано с расчлененным склоновым рельефом, который способствует плоскостному смыву и размыву поверхностных почв. Эти процессы сопровождаются потерей мелкоземистой массы почвы. Эродированные почвы отличаются от нормальных значительно меньшей мощностью почвенного профиля, в котором собственно гумусовый горизонт частично или полностью смыт. Удаление мелкоземистых частиц приводит к потерям органического вещества и элементов питания. В эродированных почвах карбонатный горизонт залегает ближе к поверхности и степень карбонатности более высокая.

Солонцы пустынно-степные относятся к автоморфному типу почв и развиты на левобережье р.Темир. Среди солонцов пустынно-степной подзоны преобладают мелкие и средние виды. Почвообразующими породами являются засоленные суглинки и глины. В растительном покрове, помимо типчака и полыней, очень часто появляется кокек.

Чаще всего эти почвы образуют комплексы со светлокаштановыми обычными и солонцеватыми почвами. Профиль солонцов четко дифференцирован на генетические горизонты.

Солонцы пустынно-степной подзоны содержат незначительное количество гумуса (0,6-1,1%). При этом в иллювиальном горизонте его количество больше, чем в вышележащем горизонте.

По механическому составу элювиальных горизонтов среди солонцов пустынно-степного участка преобладают легкосуглинистые и супесчаные разновидности, с резким утяжелением в солонцовых горизонтах вследствие обогащенности иллювиального горизонта илстыми частицами.

Солонцы лугово-степные встречаются по надпойменным террасам, находящихся в пределах подзоны пустынных степей, в местах, где грунтовые воды минерализованы и не опускаются ниже 5 м. Растительный покров представлен разнотравно-злаковыми ассоциациями.

Характерной особенностью морфологического строения почв является слоистость всего профиля. Мощность гумусового горизонта может колебаться в пределах 30-50 см. Содержание гумуса составляет 2,5% и постепенно убывает с глубиной.

Гранулометрический состав лугово-степных солонцов - легко- и среднесуглинистый. В иллювиальных горизонтах - тяжелосуглинистый.

Пески бугристые полужакрепленные. В междуречье рек Темир и Эмба находится песчаный массив Кокжиде. Участок работ захватывает его северную часть. Растительность на песках злаково-полынно-кустарниковая.

Почвообразовательный процесс на песках проявляется очень слабо. По мере зарастания песков на них формируются пустынные песчаные почвы. Профиль песков не имеет выраженной дифференциации на генетические горизонты. Содержание гумуса в верхнем слое менее 0,5%. В гранулометрическом составе преобладает фракция мелкозернистого песка.

В сельском хозяйстве песчаные массивы оцениваются как круглогодичные пастбища, однако по природным условиям их наиболее целесообразно использовать в качестве зимних пастбищ. Освоение месторождений, прокладка трубопроводов, трасс и других земляных работ приводит к переходу песков закрепленных в разряд незакрепленных, перевеиваемых барханных. Такие пески нуждаются в мероприятиях по их закреплению.

Растительный покров

Исследуемая территория расположена в пределах Подуральского плато. В почвенно-геоботаническом отношении, данная площадь относится к полупустынной зоне умеренного пояса. Зональными типами почв подзоны являются светлокаштановые почвы, почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, редко суглинки, на которых формируются бурые нормальные почвы, часто в комплексе или сочетании с солонцами пустынно-степными. В целом для района характерна комплексность растительного покрова - чередование сообществ на небольших расстояниях, связанное с неоднородностью почв и почвообразующих пород.

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

Одним из основных факторов обуславливающих существования видов и сообществ является доступная влага. В почвах разного механического состава и засоления количество этой влаги неодинаково. Наиболее характерной жизненной формой растений являются полукустарнички и полукустарники, для которых характерно ежегодное отмирание генеративных побегов, а также значительна роль травянистых растений, среди которых выделяются длительно-вегетирующие многолетние злаки.

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

- Полынно-дерновинно-злаковая и полынная растительность в сочетании с пустынными сообществами.
- Дерновинно-злаковая растительность с типчаково-ковыльными формациями.
- Злаково-полынные сообщества на песках в сочетании по понижениям рельефа с солянковыми и луговыми группировками и слабо заросшими барханами и бугристыми песками.
- Солончаково-луговая и лугово-болотная растительность в сочетании с солянковыми и степными сообществами.

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

Здесь, в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F. beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами

выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron fragile*) и полыни (*Aglyptis lerchiana*, *A. austriaca*). В составе сообществ часто присутствуют значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lappaceus*, *Linum catharticum*, *Taraxacum officinale*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*). Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью.

На светлокаштановых супесчаных почвах преобладают типчово-ковыльковые (*Stipa lessingiana*, *S. capillata*), еркеково-тырсиновые (*Stipa sareptana*, *Agropyron fragile*), житняково-тырсиновые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchiana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиевский (*Euphorbia seguieriana*), цмин песчаный (*Helianthus scaberrimus*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострцовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Trigonotis stepposum*).

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

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

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

Животный мир

Участок работ находится в полупустынной зоне умеренного пояса. В связи с этим, фауна региона разнообразна и характеризуется смешением северных и южных (пустынных) форм, хотя в большинстве своем преобладают полупустынные биоценозы.

многообразна и представлена 3 видами земноводных, 15 видами пресмыкающихся, 203 видами птиц и 29 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся месторождения и прилегающих территорий обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны- это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб- зеленой и серой озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов.

Пресмыкающиеся представлены 15 видами.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

В районе месторождения гнездится около 113 видов птиц, из которых 50 видов - представители отряда Воробьиных, 1 вид отряда Длиннокрылых, 1 вид отряда Удовов, 2 вида отряда Щурок, 1 вид отряда Козодоев, 1 вид Кукушек, 3 вида Сов, 8 видов Дневных хищников, 1 вид Куриных, 3 вида Рябков, 1 вид голубей, 3 вида отряда Чаек, 15 видов отряда Куликов, 2 вида Журавлей, 3 вида Пастушков, 8 видов Пластинчатоклювых, 4 вида Голенастых, 2 вида поганок. Таким образом, наиболее многочисленны из гнездящихся - птицы околородного биотопа и воробьиные пойменного леса.

Фоновыми видами в районе являются: грач, галка, ласточка-касатка, береговая ласточка, домовый воробей и обыкновенный скворец.

Из 15 видов птиц занесенных в Красную книгу Республики Казахстан, 4 вида являются только пролетными, а 11 видов пролетными и условно гнездящимися.

Фауна млекопитающих менее разнообразна, чем фауна птиц и насчитывает 29 видов. Среди них один вид занесен в Красную книгу Казахстана - это хорь-перевязка. Наиболее широко представлен отряд Грызунов - 14 видов.

Из зайцеобразных обычен заяц-русак, а из млекопитающих насекомоядных - ушастый еж. Из животных, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан, на территории, прилегающей к месторождению встречается перевязка. Она населяет пустыни, полупустыни и степные предгорья. Питается сусликами, мышевидными грызунами, птицами и ящерицами. Численность сильно варьирует по годам в зависимости от количества объектов питания. Возможны встречи на колонии песчанок.

Производственные отходы предприятия

В процессе опытно-промышленной разработки месторождения, а также строительства скважин образуются различные видов отходов, на промплощадке будет осуществляться временное их хранение. Вывоз с контрактной территории всех образующихся в период проведения работ отходов осуществляется по договору со специализированной организацией в соответствии с СП "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года КР ДСМ-331/2020. Зарегистрирован в Министерстве Юстиции от 28 декабря 2020 года № 21934.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

Исходя из состава работ предполагается образование следующих основных групп отходов:

- ✓ твердые производственные отходы
- ✓ твердые бытовые отходы
- ✓ жидкие стоки.

Производственные отходы будут образовываться как в период разработки участка месторождения Жаксымай месторождения, так и в период расконсервации скважин.

По уровню опасности, образующиеся на проектируемом производстве отходы, относятся к зеленому и янтарному спискам. По степени опасности в соответствии с Экологическим Кодексом на проектируемом производстве образуются опасные и неопасные отходы.

Виды, перечень, характеристика, уровень опасности отходов производства, способ обращения с отходами на стадиях расконсервации скважин и эксплуатации проектируемого производства и количество отходов производства по проектируемому производству на стадиях расконсервации и эксплуатации приведены в табл. 6.40.

Принятая технологическая схема разработки участка месторождения Жаксымай пермских отложений, с учетом принятого комплексного использования материалов и сырья предусматривает образование отходов производства и потребления:

- отходы бурения;
- нефтешламы при зачистке резервуаров;
- отработанные масла;
- обтирочный материал (ветошь промасленная);
- отходы металлолома;
- огарки электродов,
- твердые бытовые отходы;

Отходы бурения образуются в процессе расконсервации.

Образование отходов, связанных с обслуживанием автотранспорта и бурового оборудования настоящим проектом не рассматривается, так как выполнение ремонта техники и замена расходных материалов не относится к намечаемой деятельности и будут выполняться на сторонних производственных площадках (базах предприятия и подрядных организаций). ППС позиционируется как технологические материалы, так как согласно принятой организационно-технологической схеме по истечению срока проведения буровых работ они подлежат обратной засыпке с целью рекультивации нарушенных земель (т.е. рассматривается только временное, на период проведения работ, перемещение природных материалов). Образование иных, кроме указанных, видов отходов производства и потребления в процессе намечаемой деятельности не прогнозируется.

С целью снижения негативного влияния образующихся отходов на окружающую среду соответствующей службой предприятия должен быть организован их сбор и временное хранение в специально отведенных местах, оснащенных специальной тарой. Транспортировка отходов к местам постоянного складирования производится автомобильным транспортом.

ПЕРЕЧЕНЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА, УРОВЕНЬ ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Таблица 10.8.

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Уровень опасности
1	Буровой шлам	01 05 05*	IV
2	Отработанный буровой раствор	01 05 05*	IV
3	Отработанные масла, тонн	13 02 05*	III

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Уровень опасности
4	Промасленная ветошь и рукавицы	15 02 02*	IV
5	Строительный мусор	17 09 04	IV
6	Металлолом	19 12 02	IV
7	Отходы использованной тары	08 01 11*	IV
8	ТБО	20 03 01	V

Своевременный сбор, организация временного хранения, утилизация способствуют выполнению санитарных и противопожарных норм и сводят к минимуму их воздействие на окружающую среду.

На месторождении Жаксымай все виды отходов будут собираться и временно храниться в специально оборудованных емкостях с четкой идентификацией для каждого типа отходов. Далее отходы будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для временного хранения или утилизации.

К отходам потребления (бытовым, коммунальным) относятся твердые бытовые отходы, образующиеся в результате амортизации предметов и жизни персонала проектируемого производства. Под бытовыми отходами подразумевают все отходы сферы потребления, которые образуются в административно-хозяйственных зданиях, складах и др. объектах. Твердые бытовые отходы подразделяются в зависимости от их физических и химических свойств, возможности их последующего обезвреживания и утилизации.

10.8.1. Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов на окружающую среду

Предусмотренная в проекте система управления отходами (образование, хранение, транспортировка, удаление и переработка) максимально предотвращает загрязнение компонентов окружающей среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают также возможность минимизации воздействия на подземные воды, атмосферный воздух, почвы, растительный покров.

Все отходы временно складироваться на промплощадке, и, подлежат хранению в строго отведенных местах с соблюдением правил сбора и хранения. По мере накопления предусматривается вывоз отходов в специализированные организации на обезвреживание и захоронение по договору. Вывоз отходов будет осуществляться по договорам транспортом принимающей отходы на утилизацию компании.

На участках работ компании должен постоянно вестись мониторинг состояния компонентов окружающей среды. Также службой ООС компании должен осуществляться мониторинг за обращением с отходами производства и потребления, и предусматриваться мероприятия по уменьшению их объемов. Это сведет к минимуму или исключит полностью влияние отходов на окружающую среду.

Минимизация воздействия на окружающую среду обеспечивается:

- ☞ уменьшением объемов образования отходов;
- ☞ использование в качестве упаковки легко утилизируемых материалов;
- ☞ исключением возможности захламления территории строительными отходами;
- ☞ организацией максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;

☞ оборудованием мест для временного складирования отходов производства. Пищевые отходы будут храниться в специальных закрытых контейнерах на асфальтированных площадках. Будет составлен график планово-регулярной системы вывоза бытовых отходов;

☞ экологическими службами должен проводиться строгий учет и контроль за всеми этапами, начиная от завоза потенциальных отходов до их утилизации или захоронения.

Реализация вышеуказанных мероприятий будет способствовать уменьшению воздействия на окружающую среду и снижению затрат на её реабилитацию.

Радиационная безопасность

Первоочередной задачей радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем выявления радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, которая может привести к радиоактивному загрязнению.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих

"Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности» от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

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

При выполнении работ должны учитываться следующие факторы:

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

Требования к ограничению техногенного облучения при работе с источниками облучения определены в СП «Санитарно-эпидемиологических требованиях к радиационно-опасным объектам» утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики РК №260 от 27 марта 2015 года. Согласно данному документу, величина эффективной дозы, которую может получить персонал при работе с данным источником не должна превышать 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. Таким образом, даже работа в непосредственной близости к указанным источникам в течении 8-часового рабочего дня не приведет к получению критической дозы облучения.

Работы по строительству и эксплуатации скважин предусматривается проводить в строгом соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по обеспечению радиационной безопасности».

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы: Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

Постоянный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама будет проводиться для определения концентрации в них радионуклидов. В случае обнаружения низкорadioактивных буровых отходов, отходы будут храниться в шламособорниках отдельно от нерadioактивных и будут вывозиться на специализированный полигон для размещения низкорadioактивных отходов.

Индивидуальная эффективная доза облучения, обусловленная радиоактивными отходами, включая этапы хранения и захоронения, не должна превышать 10 мкЗв/год, а коллективная доза не должна превышать 1 чел.-Зв в год.

Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности. Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, буровые трубы, места разливов нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В целом, в принятой системе оценок, воздействие процесса строительства и испытания скважины на радиационную обстановку оценивается:

- пространственный масштаб воздействия - **локальный**;
- продолжительность воздействия - **продолжительный**;
- интенсивность воздействия - **незначительная**;
- последствия - незначимые, не влияющие на изменения радиационного фона.

На период ОПР проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Отбор проб для анализа на содержание радионуклидов из всех продуктивных и водоносных горизонтов (во время испытания);
- В случае если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах будет превышать уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами;
- В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мБер/час, рабочие места на буровой должны оборудоваться в соответствии с санитарными требованиями с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

«Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Джаксымай Темирского района Актюбинской области Казахской ССР», составлен объединением «Казахстаннефть» по состоянию на 01.01.1963 года. Несмотря на тщательные поиски других материалов по месторождению: дел скважин, проектов разработки, отчетов по анализу разработки и др. недропользователю не удалось найти. Поэтому, для составления данного проекта были использованы данные, имеющиеся в указанном отчете и структурные построения с подсчета запасов 1963 года, которые были составлены с использованием ранее проведенных сейсмических работ и данных скважин, пробуренных на месторождении.

При этом, в протоколе ГКЗ СССР за №4136 от 02.11.1963г было отмечено, что промыслово-геофизические исследования на месторождении Жаксымай выполнены неполным комплексом методов в очень ограниченных объемах. Стандартная электрометрия проведена в 99 скважинах, кавернометрия – в 3, радиометрия – в 27, БКЗ – лишь в одной скважине. Вследствие методических недостатков этих работ (применение различных по типу установок, мелкий масштаб регистрации диаграмм электро- и радиометрии – 1: 500 и 1 : 1000), а также низкого качества записи некоторых диаграмм, сопоставление по отдельным скважинам и выделение границ продуктивных пластов крайне осложнено. А также, материалами отчета по подсчету запасов геологическое строение месторождения освещено недостаточно детально, скважинами тектонические нарушения не прослежены и направление их авторами проводится предположительно.

В связи с вышеуказанными, для дальнейшего изучения месторождения недропользователю рекомендуется:

- В новых проектных скважинах, при проведениях записи современного комплекса ГИС, дополнить Индукционным каротажем по электропроводимости, активной и реактивной составляющей (CILD_A, CILD_R), для определения более точного водонефтяного контакта;
- В эксплуатационно – оценочных скважинах провести отбор керн из продуктивных горизонтов и все анализы, необходимые при подсчете запасов.
- Проводить работы по отбору и анализу глубинных проб нефти.
- В случае получения положительных результатов из эксплуатационно – оценочных скважин необходимо рассматривать возможности пересчета и увеличения запасов месторождения.
- После получения данных ГИС, проведенных современными методами и переинтерпретации с данными ГИС по ранее пробуренным на отложения пермтриаса (РТ) более глубоким скважинам, возможно постановка вопроса по углублению горного отвода до 1500 м, для изучения отложений РТ на склоне соляного купола на наличие залежей.
- Для пересчета запасов необходимо провести 3Д сейсмику в объеме 30 – 35 км².

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий деятельности работ ТОО «Жаксымай», связанных с добычей углеводородного сырья на месторождении Жаксымай производится в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК и сопровождается значительными материальными и финансовыми затратами, что обуславливает создание специального ликвидационного фонда.

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 в порядке предусмотренном законодательством Республики Казахстан.

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.

Расчет затрат на ликвидацию месторождения включает:

- затраты на ликвидацию скважин;
- затраты на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- затраты на рекультивацию земли.

12.1. Объемы и этапы ликвидационных работ

Объекты недропользования ликвидируются в соответствии с проектом ликвидации, составленным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области технического проектирования и охраны окружающей среды, на основании Правил ликвидации и консервации объектов недропользования, утверждаемых Правительством Республики Казахстан.

Ликвидация скважин должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требованиями действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться Индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины.

После установки ликвидационного моста и испытания на прочность и герметичность производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости, буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода. Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устье скважины углубляется не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) и табличкой с указанием номера скважины, месторождения, Недропользователя и даты ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим коррозию, а устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины, производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

Перед началом работ по ликвидации эксплуатационных скважин различного назначения скважинное оборудование извлекается, и ствол скважины очищается до искусственного забоя.

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, в интервалы перфорации обсадной колонны устанавливаются цементные мосты по всей их длине и на 20 метров ниже и выше интервала перфорации, а также интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, мест стыковок, при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн. В башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост на 50 метров выше и на 20 метров ниже башмака колонны. Рекомендуется устанавливать цементный мост от подошвы продуктивного горизонта до устья скважины.

Высота каждого цементного моста должна быть равна толщине пласта плюс 20 м, над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м.

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденными приказом Министра по инвестициям РК от 30.12.2014г №359.

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовленные стропы должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода-изготовителя стальные канаты снабжаются сертификатами с технической характеристикой изделия.

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять, как правило, механизированным способом при помощи кранов, погрузчиков и средств малой механизации. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов весом более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3 м.

При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.д. крановщики, водители должны производить операции только по сигналу стропальщика (грузчика).

Перед демонтажом оборудования все трубы, все задвижки и само оборудование освобождаются от остатков продукта, механических примесей и дегазируются. После этого оборудование проверяется на наличие радиационного загрязнения.

Следующим этапом ликвидации является отключение всех потребителей электроэнергии от трансформаторной подстанции, отсоединение кабелей контроля и управления технологическим процессом. Кабели, уложенные в подземном варианте, откапываются и демонтируются. Далее выполняется демонтаж лестниц и переходных площадок для обслуживания резервуаров, насосов и другого оборудования. На всех демонтированных площадках и лестницах газорезкой срезаются перила и поручни, площадки разрезаются на транспортабельные размеры, весь металлический лом погружается автокраном в грузовые автомобили и отвозится на специальные площадки.

Далее демонтируются трубопроводы, открепляются фланцы и запорная арматура, извлекаются трубы, смонтированные в подземном варианте – экскаватором, автокраном, газорезкой.

Открепляются от фундаментов резервуары, насосы, дренажные емкости, сепараторы и другое оборудование, закрепленное на фундаментах. Все оборудование грузится на транспорт, посредством автокрана для вывоза с территории месторождения на площадку для временного хранения или последующей утилизации оборудования.

Демонтируются столбы с извещателями, осветительные мачты, плиты железобетонные, снимается слой ПГС и грунта, перемешанного с битумом и вывозится с территории месторождения автосамосвалами. Подземные емкости откапываются с трех сторон экскаватором, погружаются в бортовой автомобиль автокраном (5 т), вывозятся на специальные площадки и разгружаются автокраном на базе. При демонтаже осветительной мачты, снимается с мачты (лежащей) верхняя площадка и ступеньки лестницы с ограждением. Столбы и металлолом вывозятся на полигон для утилизации.

Плиты фундаментов и сборные железобетонные конструкции погружаются автокраном на автотранспорт и вывозятся на специальные площадки.

По окончании всех ликвидационных работ на промысле, проводится рекультивация площади месторождения, с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения, ландшафтно-геохимической характеристики нарушенных земель, конкретного участка, а также требований нормативно-технических документов.

Расчет затрат на ликвидацию скважин представлен в таблице 12.1.1

Таблица 12.1.1 – Расчет затрат на ликвидацию скважин

№№ пп	Наименование расходов	Ед. измер.	Кол-во	Цена, тенге	Сумма, тенге
	Услуги по ремонту скважин				4 090 484,00
1	Работа подъемника	час.	72	27 300	1 713 601,40
2	Переезд подъемников	час.	1	807 000	807 000,00
3	Машина Супервайзера	сут.	3	15 561	46 683,00
4	Услуги связи	сут.	3	7 733,2	23 199,60
5	Услуги по цементажу	опер.	2	1 750 000	1 500 000,00
	Транспортные услуги (перевозки)				271 670,00
1	Перевозка оборудования	час.	14	9 730	136 220,00
2	Перевозка жидкости	час.	14	9 675	135 450,00
	Материалы				182 143,00
1	Задавочная жидкость	м ³	1	47 360	47 360,00
2	Материалы для растворов	кг	1	134 783	134 783,00
	Установки тумбы (1х1х1м)	м ³	1	59 562	59 562
	Всего:				4 603 859,00
	Количество скважин		23		105 888 757,00

12.2 Затраты на демонтаж наземного оборудования месторождения

При расчете затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства был составлен перечень наземных объектов и определена предполагаемая стоимость их демонтажа.

К основным объектам, подлежащим ликвидации относятся: технологическое оборудование, выкидные и нагнетательные линии, источники энергоснабжения, технологические трубопроводы и другие сооружения. Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства.

Перечень демонтажных работ и их стоимость приведена в таблице 12.2.1

**Таблица 12.2.1- Демонтаж наземных объектов и сооружений
месторождения Жаксымай**

№№ пп	Наименование	Кол-во	Стоимость, всего, тенге	Стоимость демонтажных работ, тенге
1	2	5	6	7
1	ГЗУ	1,0	20 000 000,0	2 000 000,0
2	Выкидные линии, км	16,6	41 500 000,0	4 150 000,0
3	Нагнетательные линии, км	2,1	6 300 000,0	630 000,0
4	Сборный коллектор, Д159х5, км	13,0	39 000 000,0	3 900 000,0
5	Строительство ЛЭП, км	11,5	34 500 000,0	3 450 000,0
	Всего:		141 300 000,0	14 130 000,0

12.3 Рекультивация земли

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».

Рекультивация земель - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*10 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;

Расчет затрат на рекультивацию нарушенных земель приведен в таблице 12.3.1

Таблица 12.3.1 - Расчет затрат на рекультивацию земли

№№ пп	Наименование работ	Кол-во	Стоимость работ в базовых ценах на 01.01 2001г., тенге	Стоимость работ в текущих ценах, тенге
1	Вспашка земель на глубину до 30 см средних и тяжелых почв, м2	1 600,0	11 920,0	47 107,8
2	Разбрасывание органических удобрений с механизированной загрузкой, м2	1 600,0	3 120,0	12 330,2
3	Земля растительная при заготовке механизированным способом, т	5,0	1 240,0	4 900,5
4	Посев многолетних трав	1 600,0	2 400,0	9 484,8
5	Семена многолетних трав, кг	30,0	515,0	2 035,3
6	Прикатывание посевов трав	1 600,0	2 320,0	9 168,6
7	Полив зеленых насаждений из шланга поливомоечной машины, м3	3,0	306,3	1 210,4
8	Всего на одну скважину		21 821,3	86 237,7
9	Всего на 23 скважины	23,0	501 889,2	1 983 466,2

12.4 Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования

Для ликвидации последствий недропользования рассчитана сумма Ликвидационного фонда (банковского вклада) , являющаяся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи. Сумма Ликвидационного фонда составила 134202,5 тыс.тенге, с учетом инфляции 267540,5 тыс.тенге. Полученная сумма распределена пропорционально планируемым объемам добычи нефти на контрактный период 2023-2045 годы..

Общие затраты на ликвидацию последствий недропользования и расчет норматива отчислений приведены в таблице 12.4.1.

Расчет суммы отчислений в Ликвидационный фонд приведен в таблице 12.4.2

Таблица 12.4.1 Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования (сумма банковского вклада)

№№ пп	Наименование	Затраты, тыс.тенге
1	Ликвидация скважин	105 888,76
2	Демонтаж наземного и подземного оборудования	14 130,00
3	Рекультивация земли	1 983,47
4	Итого затрат:	122 002,22
5	Непредвиденные расходы,10%	12 200,22
6	Всего затрат	134 202,45
7	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на депозитном счете банка по состоянию на 01.01.2023г	0,0
8	Сумма для перечисления	134 202,45
9	Суммарная добыча нефти на период 2023-2045гг, тыс.т	387,53
10	Расчетный удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	346,31

Таблица 12.4.2 - Расчет отчислений для ликвидации последствий недропользования

Год	Годовая добыча нефти, тыс. тенге	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	Отчисления в ликвидационный фонд, с учетом инфляции тыс.тенге
1	2	3	4	5
2023	6,6	346,307	2290,1	2290,1
2024	10,5	346,307	3646,3	3901,5
2025	16,7	346,307	5783,3	6621,3
2026	28,9	346,307	9992,0	12240,6
2027	33,7	346,307	11670,5	15297,7
2028	31,3	346,307	10849,8	15217,4
2029	28,6	346,307	9888,4	14839,9
2030	26,1	346,307	9037,9	14512,9
2031	23,9	346,307	8259,4	14191,2
2032	21,9	346,307	7569,9	13917,0
2033	19,9	346,307	6898,8	13570,9
2034	18,2	346,307	6305,2	13271,5
2035	16,6	346,307	5762,9	12979,1
2036	15,3	346,307	5281,9	12728,5
2037	13,9	346,307	4814,0	12413,1
2038	12,7	346,307	4399,5	12138,3
2039	11,6	346,307	4021,3	11871,6
2040	10,6	346,307	3685,7	11642,6
2041	9,7	346,307	3358,5	11351,4
2042	8,9	346,307	3069,3	11100,3
2043	8,1	346,307	2804,4	10852,1
2044	7,3	346,307	2530,5	10477,5
2045	6,6	346,307	2282,9	10114,0
2023-2045	387,5		134202,4	267540,5

Вышеуказанные расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках отчета по Анализу разработки месторождения. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно изменению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Табличные приложения

Таблица-П.4.1.7. Характеристика основного фонда скважин по пермотриасовым залежам месторождению Жаксымай (вариант 1)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из бездействия	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	3	3	0	3	3	0	1,95	0	0	6	6	0	5,4	8,3	0,0
2024	0	0	0	6	0	0	1,95	0	0	6	6	0	5,1	8,3	0,0
2025	6	6	0	12	0	0	5,85	0	0	12	12	0	4,5	7,6	0,0
2026	4	4	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	4,4	7,7	0,0
2027	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	4,1	7,6	0,0
2028	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	3,8	7,6	0,0
2029	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	3,5	7,5	0,0
2030	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	3,2	7,5	0,0
2031	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	2,9	7,4	0,0
2032	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	2,7	7,4	0,0
2033	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	2,4	7,3	0,0
2034	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	2,2	7,3	0,0
2035	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	2,0	7,2	0,0
2036	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,9	7,2	0,0
2037	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,7	7,1	0,0
2038	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,5	7,1	0,0
2039	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,4	7,0	0,0
2040	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,3	7,0	0,0
2041	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,2	6,9	0,0
2042	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,1	6,9	0,0
2043	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	1,0	6,8	0,0
2044	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	0,9	6,7	0,0
2045	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	0,8	6,5	0,0
2046	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	0,7	6,4	0,0
2047	0	0	0	16	0	0	8,45	0	0	16	16	0	0,7	6,3	0,0

Таблица П.4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай по 1 варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	6,613	1,71	7,76	309,113	79,7	23,9	10,128	10,128	340,2	340,2	34,7	0	0	0	0	0,42654	0,42654
2024	10,529	2,72	13,40	319,642	82,4	24,7	17,196	17,196	357,4	357,4	38,8	0	0	0	0	0,67912	1,10566
2025	14,856	3,83	21,83	334,498	86,3	25,9	25,057	25,057	382,5	382,5	40,7	0	0	0	0	0,95821	2,06387
2026	21,943	5,66	41,24	356,441	91,9	27,6	37,946	37,946	420,4	420,4	42,2	0	0	0	0	1,41532	3,47919
2027	23,001	5,93	73,58	379,442	97,9	29,4	42,391	42,391	462,8	462,8	45,7	0	0	0	0	1,48356	4,96276
2028	21,079	5,44	-	400,521	103,3	31,0	42,201	42,201	505,0	505,0	50,1	0	0	0	0	1,35960	6,32235
2029	19,212	4,96	-	419,733	108,3	32,5	41,784	41,784	546,8	546,8	54,0	0	0	0	0	1,23917	7,56153
2030	17,558	4,53	-	437,291	112,8	33,8	41,486	41,486	588,3	588,3	57,7	0	0	0	0	1,13249	8,69402
2031	16,048	4,14	-	453,339	116,9	35,1	41,187	41,187	629,5	629,5	61,0	0	0	0	0	1,03510	9,72912
2032	14,709	3,79	-	468,048	120,7	36,2	41,005	41,005	670,5	670,5	64,1	0	0	0	0	0,94873	10,67785
2033	13,404	3,46	-	481,452	124,2	37,2	40,599	40,599	711,1	711,1	67,0	0	0	0	0	0,86456	11,54240
2034	12,25	3,16	-	493,702	127,3	38,2	40,306	40,306	751,4	751,4	69,6	0	0	0	0	0,79013	12,33253
2035	11,197	2,89	-	504,899	130,2	39,1	40,018	40,018	791,4	791,4	72,0	0	0	0	0	0,72221	13,05474
2036	10,262	2,65	-	515,161	132,9	39,9	39,84	39,84	831,2	831,2	74,2	0	0	0	0	0,66190	13,71663
2037	9,351	2,41	-	524,512	135,3	40,6	39,443	39,443	870,7	870,7	76,3	0	0	0	0	0,60314	14,31977
2038	8,546	2,20	-	533,058	137,5	41,2	39,161	39,161	909,8	909,8	78,2	0	0	0	0	0,55122	14,87099
2039	7,812	2,01	-	540,87	139,5	41,8	38,88	38,88	948,7	948,7	79,9	0	0	0	0	0,50387	15,37487
2040	7,16	1,85	-	548,03	141,4	42,4	38,711	38,711	987,4	987,4	81,5	0	0	0	0	0,46182	15,83669
2041	6,524	1,68	-	554,554	143,0	42,9	38,325	38,325	1025,8	1025,8	83,0	0	0	0	0	0,42080	16,25748
2042	5,963	1,54	-	560,517	144,6	43,4	38,051	38,051	1063,8	1063,8	84,3	0	0	0	0	0,38461	16,64210
2043	5,450	1,41	-	565,967	146,0	43,8	37,778	37,778	1101,6	1101,6	85,6	0	0	0	0	0,35153	16,99362
2044	4,905	1,27	-	570,872	147,2	44,2	37,023	37,023	1138,6	1138,6	86,8	0	0	0	0	0,31637	17,30999
2045	4,463	1,15	-	575,335	148,4	44,5	36,29	36,29	1174,9	1174,9	87,7	0	0	0	0	0,28786	17,59786
2046	4,017	1,04	-	579,352	149,4	44,8	35,57	35,57	1210,5	1210,5	88,7	0	0	0	0	0,25910	17,85695
2047	3,615	0,93	-	582,967	150,4	45,1	34,858	34,858	1245,3	1245,3	89,6	0	0	0	0	0,23317	18,09012

В 2028г. накопленная добыча нефти 400,521 тыс.т., КИН -31,0%.

В 2047г. накопленная добыча нефти 582,967 тыс.т., КИН -45,1%.

По данному варианту на пермотриасовые залежи планируется расконсервация и ввод 3-х скважин в сев блоке в 2023 году, бурение 13 эксплуатационных скважин. Из них:

на северном блоке 7 скважин (2023г. - 2 скв., 2025г. - 3 скв., 2026г. - 2 скв.), на южном блоке 6 скважин (2023г. - 1скв., 2025г. - 3 скв., 2026г. - 2скв).

Таблица-П.4.1.9 Характеристика основного фонда скважин по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай (вариант 1)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из бездейств.ия	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	1	1	0	1	0	0	0,65	0	0	1	1	0	3,9	8,2	0,0
2026	2	2	0	3	0	0	1,95	0	0	3	3	0	3,8	8,1	0,0
2027	1	1	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	3,7	8,0	0,0
2028	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	3,4	8,0	0,0
2029	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	3,1	7,9	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,8	7,9	0,0
2031	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,6	7,9	0,0
2032	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,4	7,9	0,0
2033	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,2	7,8	0,0
2034	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	2,0	7,7	0,0
2035	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,8	7,7	0,0
2036	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,7	7,7	0,0
2037	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,5	7,6	0,0
2038	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,4	7,5	0,0
2039	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,3	7,5	0,0
2040	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,2	7,4	0,0
2041	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,1	7,4	0,0
2042	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	1,0	7,3	0,0
2043	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,9	7,3	0,0
2044	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,8	7,2	0,0
2045	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,7	7,2	0,0
2046	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,7	7,0	0,0
2047	0	0	0	4	0	0	2,6	0	0	4	4	0	0,6	6,8	0,0

Таблица П.4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай по 1 варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	0	0,00	0,00	46,200	35,8	7,2	0	0	602,5	602,5	0,0	0	0	0	0	0,00000	0,00000
2024	0	0,00	0,00	46,200	35,8	7,2	0	0	602,5	602,5	0,0	0	0	0	0	0,00000	0,00000
2025	0,904	0,70	1,09	47,104	36,5	7,3	1,903	1,903	604,4	603,9	52,5	0	0	0	0	0,05831	0,05831
2026	2,975	2,31	3,64	50,079	38,9	7,8	6,625	6,625	611,0	608,7	55,1	0	0	0	0	0,19189	0,25020
2027	4,691	3,64	5,95	54,77	42,5	8,5	11,363	11,363	622,4	616,4	58,7	0	0	0	0	0,30257	0,55277
2028	4,745	3,68	6,40	59,515	46,2	9,2	11,277	11,277	633,7	624,7	57,9	0	0	0	0	0,30605	0,85882
2029	4,325	3,36	6,23	63,84	49,5	9,9	11,165	11,165	644,8	633,0	61,3	0	0	0	0	0,27896	1,13778
2030	3,953	3,07	6,08	67,793	52,6	10,5	11,087	11,087	655,9	641,2	64,3	0	0	0	0	0,25497	1,39275
2031	3,613	2,80	5,91	71,406	55,4	11,1	11,008	11,008	666,9	649,3	67,2	0	0	0	0	0,23304	1,62579
2032	3,309	2,57	5,76	74,715	58,0	11,6	10,958	10,958	677,9	657,4	69,8	0	0	0	0	0,21343	1,83922
2033	3,017	2,34	5,57	77,732	60,3	12,1	10,849	10,849	688,7	665,5	72,2	0	0	0	0	0,19460	2,03381
2034	2,757	2,14	5,39	80,489	62,4	12,5	10,774	10,774	699,5	673,4	74,4	0	0	0	0	0,17783	2,21164
2035	2,519	1,95	5,20	83,008	64,4	12,9	10,693	10,693	710,2	681,4	76,4	0	0	0	0	0,16248	2,37412
2036	2,311	1,79	5,04	85,319	66,2	13,2	10,648	10,648	720,9	689,2	78,3	0	0	0	0	0,14906	2,52318
2037	2,106	1,63	4,83	87,425	67,8	13,6	10,541	10,541	731,4	697,0	80,0	0	0	0	0	0,13584	2,65901
2038	1,925	1,49	4,64	89,35	69,3	13,9	10,467	10,467	741,9	704,8	81,6	0	0	0	0	0,12416	2,78318
2039	1,759	1,36	4,45	91,109	70,7	14,1	10,390	10,390	752,2	712,5	83,1	0	0	0	0	0,11346	2,89663
2040	1,613	1,25	4,27	92,722	71,9	14,4	10,344	10,344	762,6	720,1	84,4	0	0	0	0	0,10404	3,00067
2041	1,468	1,14	4,06	94,19	73,1	14,6	10,244	10,244	772,8	727,7	85,7	0	0	0	0	0,09469	3,09536
2042	1,342	1,04	3,87	95,532	74,1	14,8	10,169	10,169	783,0	735,2	86,8	0	0	0	0	0,08656	3,18191
2043	1,226	0,95	3,67	96,758	75,1	15,0	10,097	10,097	793,1	742,7	87,9	0	0	0	0	0,07908	3,26099
2044	1,123	0,87	3,49	97,881	75,9	15,2	10,052	10,052	803,2	750,2	88,8	0	0	0	0	0,07243	3,33342
2045	1,026	0,80	3,31	98,907	76,7	15,3	9,950	9,95	813,1	757,6	89,7	0	0	0	0	0,06618	3,39960
2046	0,934	0,72	3,11	99,841	77,5	15,5	9,751	9,751	822,9	764,4	90,4	0	0	0	0	0,06024	3,45984
2047	0,84	0,65	2,89	100,681	78,1	15,6	9,550	9,550	832,4	771,1	91,2	0	0	0	0	0,05418	3,51402

В 2047г. накопленная добыча нефти 100,681 тыс.т., КИН -15,6%

По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин: (2025г. - 1 скв., 2026г. - 2 скв., 2027г. - 1 скв.).

Таблица-П.4.1.11 Характеристика основного фонда скважин по месторождению Жаксымай (вариант 1)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из консервации	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	3	3	0	3	3	0	1,95	0	0	6	6	0	5,4	8,3	0,0
2024	0	0	0	3	0	0	1,95	0	0	6	6	0	5,1	8,3	0,0
2025	7	7	0	10	0	0	6,5	0	0	13	13	0	4,8	8,0	0,0
2026	6	6	0	16	0	0	10,4	0	0	19	19	0	4,7	7,9	0,0
2027	1	1	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	4,0	7,7	0,0
2028	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	3,7	7,7	0,0
2029	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	3,4	7,6	0,0
2030	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	3,1	7,6	0,0
2031	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	2,8	7,5	0,0
2032	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	2,6	7,5	0,0
2033	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	2,4	7,4	0,0
2034	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	2,2	7,4	0,0
2035	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	2,0	7,3	0,0
2036	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,8	7,3	0,0
2037	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,7	7,2	0,0
2038	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,5	7,2	0,0
2039	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,4	7,1	0,0
2040	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,3	7,1	0,0
2041	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,2	7,0	0,0
2042	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,1	6,9	0,0
2043	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	1,0	6,9	0,0
2044	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	0,9	6,8	0,0
2045	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	0,8	6,7	0,0
2046	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	0,7	6,5	0,0
2047	0	0	0	17	0	0	11,05	0	0	20	20	0	0,6	6,4	0,0

Таблица П.4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Жаксымай по 1 варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м3	
		началь-ных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накоплен-ная			годовая	накоплен-ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	6,613	1,28	3,94	355,313	68,8	18,3	10,128	10,128	942,7	942,7	34,7	0	0	0	0	0,42654	0,42654
2024	10,529	2,04	6,53	365,842	70,8	18,9	17,196	17,196	959,9	959,9	38,8	0	0	0	0	0,67912	1,10566
2025	15,76	3,05	10,45	381,602	73,9	19,7	26,96	26,96	986,9	986,9	41,5	0	0	0	0	1,01652	2,12218
2026	24,918	4,82	18,46	406,52	78,7	21,0	44,571	44,571	1031,5	1031,5	44,1	0	0	0	0	1,60721	3,72939
2027	27,692	5,36	25,16	434,212	84,1	22,4	53,754	53,754	1085,2	1085,2	48,5	0	0	0	0	1,78613	5,51552
2028	25,824	5,00	31,34	460,036	89,1	23,7	53,478	53,478	1138,7	1138,7	51,7	0	0	0	0	1,66565	7,18117
2029	23,537	4,56	41,61	483,573	93,6	25,0	52,949	52,949	1191,6	1191,6	55,5	0	0	0	0	1,51814	8,69931
2030	21,511	4,16	65,13	505,084	97,8	26,1	52,573	52,573	1244,2	1244,2	59,1	0	0	0	0	1,38746	10,08677
2031	19,661	3,81	-	524,745	101,6	27,1	52,195	52,195	1296,4	1296,4	62,3	0	0	0	0	1,26813	11,35490
2032	18,018	3,49	-	542,763	105,1	28,0	51,963	51,963	1348,4	1348,4	65,3	0	0	0	0	1,16216	12,51706
2033	16,421	3,18	-	559,184	108,2	28,9	51,448	51,448	1399,8	1399,8	68,1	0	0	0	0	1,05915	13,57622
2034	15,007	2,90	-	574,191	111,1	29,6	51,080	51,080	1450,9	1450,9	70,6	0	0	0	0	0,96795	14,54417
2035	13,716	2,66	-	587,907	113,8	30,3	50,711	50,711	1501,6	1501,6	73,0	0	0	0	0	0,88468	15,42885
2036	12,573	2,43	-	600,48	116,2	31,0	50,488	50,488	1552,1	1552,1	75,1	0	0	0	0	0,81096	16,23981
2037	11,457	2,22	-	611,937	118,5	31,6	49,984	49,984	1602,1	1602,1	77,1	0	0	0	0	0,73898	16,97879
2038	10,471	2,03	-	622,408	120,5	32,1	49,628	49,628	1651,7	1651,7	78,9	0	0	0	0	0,67538	17,65417
2039	9,571	1,85	-	631,979	122,3	32,6	49,270	49,270	1701,0	1701,0	80,6	0	0	0	0	0,61733	18,27150
2040	8,773	1,70	-	640,752	124,0	33,1	49,055	49,055	1750,0	1750,0	82,1	0	0	0	0	0,56586	18,83735
2041	7,992	1,55	-	648,744	125,6	33,5	48,569	48,569	1798,6	1798,6	83,5	0	0	0	0	0,51548	19,35284
2042	7,305	1,41	-	656,049	127,0	33,9	48,220	48,220	1846,8	1846,8	84,9	0	0	0	0	0,47117	19,82401
2043	6,676	1,29	-	662,725	128,3	34,2	47,875	47,875	1894,7	1894,7	86,1	0	0	0	0	0,43060	20,25461
2044	6,028	1,17	-	668,753	129,5	34,5	47,075	47,075	1941,8	1941,8	87,2	0	0	0	0	0,38881	20,64342
2045	5,489	1,06	-	674,242	130,5	34,8	46,240	46,24	1988,0	1988,0	88,1	0	0	0	0	0,35404	20,99746
2046	4,951	0,96	-	679,193	131,5	35,1	45,321	45,321	2033,3	2033,3	89,1	0	0	0	0	0,31934	21,31680
2047	4,455	0,86	-	683,648	132,3	35,3	44,408	44,408	2077,7	2077,7	90,0	0	0	0	0	0,28735	21,60415

По I- варианту запланировано расконсервация и ввод 3-х скважин на северном блоке пермотриасовой залежи в 2023 году, бурение всего 17 эксплуатационных скважин. Из них: 13 скважин на пермотриасовые залежи (7 скважин на северном блоке, 6 скважин на южном блоке).

Первая скважина вводится в эксплуатацию в мае месяце 2023 года. Начальный дебит скважин в пермотриасовых отложениях по нефти принят 5,5 т/сут, обводненность 34%. По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин. Первая скважина вводится в эксплуатацию мае месяце 2025 года. Начальный дебит скважин в юрских отложениях по нефти принят 4,0 т/сут, обводненность 52%.

Закачка воды для ППД по данному варианту не предусматривается. Фонд добывающих скважин составляет 20 ед.

Таблица-П.4.1.13. Характеристика основного фонда скважин по пермотриасовым залежам месторождению Жаксымай (вариант III)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из консервации	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	3	3	0	6	3	0	1,95	0	0	6	6	0	5,4	8,3	0,0
2024	0	0	0	6	0	0	1,95	0	0	6	6	0	5,1	8,3	0,0
2025	10	9	1	16	0	0	8,45	0	0	15	15	1	5,0	8,2	82,1
2026	9	7	2	25	0	0	14,30	0	0	22	22	3	5,3	9,5	50,2
2027	2	2	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	4,0	9,3	63,0
2028	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	3,8	8,0	64,2
2029	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	3,4	7,9	63,5
2030	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	3,1	7,9	63,1
2031	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	2,9	7,8	62,6
2032	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	2,6	7,8	62,4
2033	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	2,4	7,7	61,7
2034	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	2,2	7,7	61,3
2035	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	2,0	7,6	60,9
2036	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,8	7,6	60,6
2037	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,7	7,5	60,0
2038	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,5	7,4	59,6
2039	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,4	7,4	59,1
2040	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,3	7,4	58,9
2041	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,2	7,3	58,3
2042	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,1	7,2	57,9
2043	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	1,0	7,2	57,4
2044	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	0,9	7,1	56,9
2045	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	0,8	7,0	56,1
2046	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	0,8	7,0	55,6
2047	0	0	0	27	0	0	15,60	0	0	24	24	3	0,7	6,8	54,5

Таблица П.4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по пермотриасовым залежам месторождения Жаксымай по III варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	6,613	1,71	7,76	309,113	79,7	23,9	10,128	10,128	340,2	340,2	34,7	0	0	0	0	0,42654	0,42654
2024	10,529	2,72	13,40	319,642	82,4	24,7	17,196	17,196	357,4	357,4	38,8	0	0	0	0	0,67912	1,10566
2025	16,786	4,33	24,66	336,428	86,8	26,0	28,494	28,494	385,9	385,9	41,1	28,5	28,70	100,0	7,4	1,08270	2,18836
2026	28,473	7,34	55,53	364,901	94,1	28,2	52,288	52,288	438,2	438,2	45,5	52,3	80,99	100,0	18,5	1,83651	4,02486
2027	33,438	8,62	-	398,339	102,7	30,8	65,557	65,557	503,8	503,8	49,0	65,6	146,55	100,0	29,1	2,15675	6,18162
2028	31,413	8,10	-	429,752	110,8	33,2	66,807	66,807	570,6	570,6	53,0	66,8	213,35	100,0	37,4	2,02614	8,20775
2029	28,629	7,38	-	458,381	118,2	35,5	66,144	66,144	636,7	636,7	56,7	66,1	279,50	100,0	43,9	1,84657	10,05432
2030	26,164	6,75	-	484,545	125,0	37,5	65,671	65,671	702,4	702,4	60,2	65,7	345,17	100,0	49,1	1,68758	11,74190
2031	23,913	6,17	-	508,458	131,1	39,3	65,2	65,2	767,6	767,6	63,3	65,2	410,37	100,0	53,5	1,54239	13,28429
2032	21,917	5,65	-	530,375	136,8	41,0	64,908	64,908	832,5	832,5	66,2	64,9	475,28	100,0	57,1	1,41365	14,69794
2033	19,974	5,15	-	550,349	142,0	42,6	64,265	64,265	896,8	896,8	68,9	64,3	539,54	100,0	60,2	1,28832	15,98626
2034	18,253	4,71	-	568,602	146,7	44,0	63,806	63,806	960,6	960,6	71,4	63,8	603,35	100,0	62,8	1,17732	17,16358
2035	16,683	4,30	-	585,285	151,0	45,3	63,349	63,349	1023,9	1023,9	73,7	63,3	666,70	100,0	65,1	1,07605	18,23963
2036	15,289	3,94	-	600,574	154,9	46,5	63,067	63,067	1087,0	1087,0	75,8	63,1	729,76	100,0	67,1	0,98614	19,22577
2037	13,936	3,59	-	614,51	158,5	47,5	62,443	62,443	1149,4	1149,4	77,7	62,4	792,21	100,0	68,9	0,89887	20,12465
2038	12,734	3,28	-	627,244	161,8	48,5	61,995	61,995	1211,4	1211,4	79,5	62,0	854,20	100,0	70,5	0,82134	20,94599
2039	11,64	3,00	-	638,884	164,8	49,4	61,549	61,549	1273,0	1273,0	81,1	61,5	915,75	100,0	71,9	0,75078	21,69677
2040	10,667	2,75	-	649,551	167,5	50,3	61,275	61,275	1334,2	1334,2	82,6	61,3	977,02	100,0	73,2	0,68802	22,38479
2041	9,720	2,51	-	659,271	170,0	51,0	60,669	60,669	1394,9	1394,9	84,0	60,7	1037,69	100,0	74,4	0,62694	23,01173
2042	8,886	2,29	-	668,157	172,3	51,7	60,232	60,232	1455,1	1455,1	85,2	60,2	1097,93	100,0	75,5	0,57315	23,58488
2043	8,121	2,09	-	676,278	174,4	52,3	59,804	59,804	1514,9	1514,9	86,4	59,8	1157,73	100,0	76,4	0,52380	24,10868
2044	7,433	1,92	-	683,711	176,4	52,9	59,206	59,206	1574,2	1574,2	87,4	59,2	1216,94	100,0	77,3	0,47943	24,58811
2045	6,794	1,75	-	690,505	178,1	53,4	58,436	58,436	1632,6	1632,6	88,4	58,4	1275,37	100,0	78,1	0,43821	25,02632
2046	6,209	1,60	-	696,714	179,7	53,9	57,852	57,852	1690,4	1690,4	89,3	57,9	1333,22	100,0	78,9	0,40048	25,42680
2047	5,675	1,46	-	702,389	181,2	54,3	56,754	56,754	1747,2	1747,2	90,0	56,8	1389,98	100,0	79,6	0,36604	25,79284

В 2027 году накопленная добыча нефти 398,339 тыс.т., КИН – 30,8%

В 2047 году накопленная добыча нефти 702,389 тыс.т., КИН – 54,3%

По данному варианту на пермотриасовые залежи планируется расконсервация 3-х и бурение 21 эксплуатационных скважин. Из них: на северном блоке

12 скважин (2023г. - 2 скв., 2025г. -5 скв., 2026г. - 4 скв., 2027г. - 1скв.), на южном блоке 9 скважин (2023г. - 1скв., 2025г. - 4 скв., 2026г. - 3 скв., 2027г. - 1скв);

3 нетательных скважин (2025г. -1 скважины на северном блоке, 2026г. - 1 скважину на северном, 1 скважины на южном блоке).

Таблица-П.4.1.15. Характеристика основного фонда скважин по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай (вариант III)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из бездейств.ия	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	1	1	0	1	0	0	0,65	0	0	1	1	0	3,9	8,2	0,0
2026	2	2	0	3	0	0	1,95	0	0	3	3	0	3,8	8,1	0,0
2027	1	1	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	3,7	8,0	0,0
2028	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	3,4	8,0	0,0
2029	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	3,1	7,9	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	2,8	7,9	0,0
2031	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	2,6	7,9	0,0
2032	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	2,4	7,9	0,0
2033	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	2,2	7,8	0,0
2034	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	2,0	7,7	0,0
2035	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,8	7,7	0,0
2036	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,7	7,7	0,0
2037	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,5	7,6	0,0
2038	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,4	7,5	0,0
2039	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,3	7,5	0,0
2040	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,2	7,4	0,0
2041	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,1	7,4	0,0
2042	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	1,0	7,3	0,0
2043	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	0,9	7,3	0,0
2044	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	0,8	7,2	0,0
2045	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	0,7	7,2	0,0
2046	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	0,7	7,0	0,0
2047	0	0	0	4	0	0	2,60	0	0	4	4	0	0,6	6,8	0,0

Таблица П.4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по юрской залежи (Ю1) месторождения Жаксымай по III варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	0	0,00	0,00	46,200	35,8	7,2	0	0	602,5	602,5	0,0	0	0	0	0	0,00000	0,00000
2024	0	0,00	0,00	46,200	35,8	7,2	0	0	602,5	602,5	0,0	0	0	0	0	0,00000	0,00000
2025	0,904	0,70	1,09	47,104	36,5	7,3	1,903	1,903	604,4	604,4	52,5	0	0	0	0	0,05831	0,05831
2026	2,975	2,31	3,64	50,079	38,9	7,8	6,625	6,625	611,0	611,0	55,1	0	0	0	0	0,19189	0,25020
2027	4,691	3,64	5,95	54,77	42,5	8,5	11,363	11,363	622,4	622,4	58,7	0	0	0	0	0,30257	0,55277
2028	4,745	3,68	6,40	59,515	46,2	9,2	11,277	11,277	633,7	633,7	57,9	0	0	0	0	0,30605	0,85882
2029	4,325	3,36	6,23	63,84	49,5	9,9	11,165	11,165	644,8	644,8	61,3	0	0	0	0	0,27896	1,13778
2030	3,953	3,07	6,08	67,793	52,6	10,5	11,087	11,087	655,9	655,9	64,3	0	0	0	0	0,25497	1,39275
2031	3,613	2,80	5,91	71,406	55,4	11,1	11,008	11,008	666,9	666,9	67,2	0	0	0	0	0,23304	1,62579
2032	3,309	2,57	5,76	74,715	58,0	11,6	10,958	10,958	677,9	677,9	69,8	0	0	0	0	0,21343	1,83922
2033	3,017	2,34	5,57	77,732	60,3	12,1	10,849	10,849	688,7	688,7	72,2	0	0	0	0	0,19460	2,03381
2034	2,757	2,14	5,39	80,489	62,4	12,5	10,774	10,774	699,5	699,5	74,4	0	0	0	0	0,17783	2,21164
2035	2,519	1,95	5,20	83,008	64,4	12,9	10,693	10,693	710,2	710,2	76,4	0	0	0	0	0,16248	2,37412
2036	2,311	1,79	5,04	85,319	66,2	13,2	10,648	10,648	720,9	720,9	78,3	0	0	0	0	0,14906	2,52318
2037	2,106	1,63	4,83	87,425	67,8	13,6	10,541	10,541	731,4	731,4	80,0	0	0	0	0	0,13584	2,65901
2038	1,925	1,49	4,64	89,35	69,3	13,9	10,467	10,467	741,9	741,9	81,6	0	0	0	0	0,12416	2,78318
2039	1,759	1,36	4,45	91,109	70,7	14,1	10,390	10,390	752,2	752,2	83,1	0	0	0	0	0,11346	2,89663
2040	1,613	1,25	4,27	92,722	71,9	14,4	10,344	10,344	762,6	762,6	84,4	0	0	0	0	0,10404	3,00067
2041	1,468	1,14	4,06	94,19	73,1	14,6	10,244	10,244	772,8	772,8	85,7	0	0	0	0	0,09469	3,09536
2042	1,342	1,04	3,87	95,532	74,1	14,8	10,169	10,169	783,0	783,0	86,8	0	0	0	0	0,08656	3,18191
2043	1,226	0,95	3,67	96,758	75,1	15,0	10,097	10,097	793,1	793,1	87,9	0	0	0	0	0,07908	3,26099
2044	1,123	0,87	3,49	97,881	75,9	15,2	10,052	10,052	803,2	803,2	88,8	0	0	0	0	0,07243	3,33342
2045	1,026	0,80	3,31	98,907	76,7	15,3	9,950	9,95	813,1	813,1	89,7	0	0	0	0	0,06618	3,39960
2046	0,934	0,72	3,11	99,841	77,5	15,5	9,751	9,751	822,9	822,9	90,4	0	0	0	0	0,06024	3,45984
2047	0,84	0,65	2,89	100,681	78,1	15,6	9,550	9,550	832,4	832,4	91,2	0	0	0	0	0,05418	3,51402

В 2047г. накопленная добыча нефти 100,681 тыс.т., КИН -15,6%

По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин: (2025г. - 1 скв., 2026г. - 2 скв., 2027г. – 1 скв.).

Таблица-П.4.1.17. Характеристика основного фонда скважин по месторождению Жаксымай (вариант III)

Годы	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Ввод из консервации	Перевод под нагнетание	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину		Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных					всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	3	3	0	6	3	0	1,95	0	0	6	6	0	5,4	8,3	0,0
2024	0	0	0	6	0	0	1,95	0	0	6	6	0	5,1	8,3	0,0
2025	11	10	1	17	0	0	9,1	0	0	16	16	1	4,8	7,9	82,1
2026	11	9	2	28	0	0	16,25	0	0	22	22	3	4,8	7,8	50,2
2027	3	3	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	3,9	7,9	63,0
2028	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	3,7	8,0	64,2
2029	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	3,4	8,0	63,5
2030	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	3,1	7,9	63,1
2031	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	2,8	7,8	62,6
2032	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	2,6	7,8	62,4
2033	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	2,4	7,7	61,7
2034	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	2,2	7,7	61,3
2035	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	2,0	7,6	60,9
2036	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,8	7,6	60,6
2037	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,7	7,5	60,0
2038	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,5	7,5	59,6
2039	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,4	7,4	59,1
2040	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,3	7,4	58,9
2041	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,2	7,3	58,3
2042	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,1	7,2	57,9
2043	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	1,0	7,2	57,4
2044	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	0,9	7,1	56,9
2045	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	0,8	7,0	56,1
2046	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	0,7	7,0	55,6
2047	0	0	0	31	0	0	18,20	0	0	28	28	3	0,7	6,8	54,5

Таблица П.4.1.18 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению Жаксымай по III варианту

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой (годовая), %	Компенсация отбора закачкой (накопленная), %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18	19	20
2023	6,613	1,28	3,94	355,313	68,8	18,3	10,128	10,128	942,7	942,728	34,7	0	0	0	0	0,42654	0,42654
2024	10,529	2,04	6,53	365,842	70,8	18,9	17,196	17,196	959,9	959,924	38,8	0	0	0	0	0,67912	1,10566
2025	17,69	3,42	11,73	383,532	74,2	19,8	30,572	30,572	990,5	990,5	42,1	28,5	28,70	93,2	2,9	1,14101	2,24666
2026	31,448	6,09	23,63	414,98	80,3	21,4	62,589	62,589	1053,1	1053,1	49,8	52,3	80,99	83,5	7,7	2,02840	4,27506
2027	38,129	7,38	37,52	453,109	87,7	23,4	86,739	86,739	1139,8	1139,8	56,0	65,6	146,55	75,6	12,9	2,45932	6,73438
2028	36,158	7,00	56,95	489,267	94,7	25,3	88,450	88,45	1228,3	1228,3	59,1	66,8	213,35	75,5	17,4	2,33219	9,06657
2029	32,954	6,38	-	522,221	101,1	27,0	87,574	87,574	1315,8	1315,8	62,4	66,1	279,50	75,5	21,2	2,12553	11,19210
2030	30,117	5,83	-	552,338	106,9	28,5	86,948	86,948	1402,8	1402,8	65,4	65,7	345,17	75,5	24,6	1,94255	13,13465
2031	27,526	5,33	-	579,864	112,2	29,9	86,324	86,324	1489,1	1489,1	68,1	65,2	410,37	75,5	27,6	1,77543	14,91008
2032	25,226	4,88	-	605,09	117,1	31,2	85,940	85,94	1575,1	1575,1	70,6	64,9	475,28	75,5	30,2	1,62708	16,53716
2033	22,991	4,45	-	628,081	121,6	32,4	85,091	85,091	1660,2	1660,2	73,0	64,3	539,54	75,5	32,5	1,48292	18,02007
2034	21,01	4,07	-	649,091	125,6	33,5	84,482	84,482	1744,6	1744,6	75,1	63,8	603,35	75,5	34,6	1,35515	19,37522
2035	19,202	3,72	-	668,293	129,4	34,5	83,873	83,873	1828,5	1828,5	77,1	63,3	666,70	75,5	36,5	1,23853	20,61375
2036	17,6	3,41	-	685,893	132,8	35,4	83,502	83,502	1912,0	1912,0	78,9	63,1	729,76	75,5	38,2	1,13520	21,74895
2037	16,042	3,11	-	701,935	135,9	36,2	82,676	82,676	1994,7	1994,7	80,6	62,4	792,21	75,5	39,7	1,03471	22,78366
2038	14,659	2,84	-	716,594	138,7	37,0	82,082	82,082	2076,8	2076,8	82,1	62,0	854,20	75,5	41,1	0,94551	23,72916
2039	13,399	2,59	-	729,993	141,3	37,7	81,491	81,491	2158,3	2158,3	83,6	61,5	915,75	75,5	42,4	0,86424	24,59340
2040	12,280	2,38	-	742,273	143,7	38,3	81,129	81,129	2239,4	2239,4	84,9	61,3	977,02	75,5	43,6	0,79206	25,38546
2041	11,188	2,17	-	753,461	145,8	38,9	80,329	80,329	2319,7	2319,7	86,1	60,7	1037,69	75,5	44,7	0,72163	26,10708
2042	10,228	1,98	-	763,689	147,8	39,4	79,750	79,750	2399,5	2399,5	87,2	60,2	1097,93	75,5	45,8	0,65971	26,76679
2043	9,347	1,81	-	773,036	149,6	39,9	79,182	79,182	2478,6	2478,6	88,2	59,8	1157,73	75,5	46,7	0,60288	27,36967
2044	8,556	1,66	-	781,592	151,3	40,3	77,755	77,755	2556,4	2556,4	89,0	59,2	1216,94	76,1	47,6	0,55186	27,92153
2045	7,82	1,51	-	789,412	152,8	40,7	76,298	76,298	2632,7	2632,7	89,8	58,4	1275,37	76,6	48,4	0,50439	28,42592
2046	7,143	1,38	-	796,555	154,2	41,1	74,772	74,772	2707,5	2707,5	90,4	57,9	1333,22	77,4	49,2	0,46072	28,88665
2047	6,515	1,26	-	803,07	155,5	41,5	73,271	73,271	2780,7	2780,7	91,1	56,8	1389,98	77,5	50,0	0,42022	29,30687

По III- варианту запланировано расконсервация и ввод 3-х скважин на северном блоке пермотриасовой залежи в 2023 году. .

По III- варианту запланировано бурение всего 25 эксплуатационных скважин и 3 нагнетательных скважин. Из них: 21 эксплуатационных скважин на пермотриасовые залежи (12 скважин на северном блоке, 9 скважин на южном блоке). Первая скважина вводится в эксплуатацию в мае месяце 2023 года.

Начальный дебит скважин в пермотриасовых отложениях по нефти принят 5,5 т/сут, обводненность 34,7%. Также планируется бурение 3 нагнетательных скважин (2025г. -1 скважины на северном блоке, 2026г. - 1 скважину на северном, 1 скважины на южном блоке).

По данному варианту на юрскую залежь планируется бурение 4 эксплуатационных скважин. Первая скважина вводится в эксплуатацию мае месце 2025 года

Начальный дебит скважин в юрских отложениях по нефти принят 4,0 т/сут, обводненность 52,5%. Закачка воды на данную залежь не предусматривается.

Общий фонд добывающих скважин составляет 28 ед., нагнетательных скважин - 3 ед.

Таблица П.4.2.6																																Вариант 1			Капитальные вложения															
№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Средняя цена за ед.	2023-2047	2023-2041																																												
							в том числе по годам																																											
				млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	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																			
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																			
I	Строительство скважин (подземное строительство)																																																	
1	Ввод добывающихся вертикальных скважин из бурения	скв.	17	255,0	4335,0	4335,0	765,0	0,0	1785,0	1530,0	255,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Ввод нагнетательных скважин из бурения	скв.	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
3	Ввод из консервации	скв.	3	37,0	111,0	111,0	111,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
	Итого строительство скважин				4446,0	4446,0	876,0	0,0	1785,0	1530,0	255,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
II	Наземное строительство																																																	
	Обустройство промысла																																																	
1	Обустройство добывающихся скважин	скв.	20	4,5	90,0	90,0	27,0	0,0	31,5	27,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
2	Строительство вывозных линий	км	16,6	2,5	41,5	41,5	12,5	0,0	14,5	12,5	2,1	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																			
3	Строительство нагнетательных линий	км	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
4	ГЗУ	шт.	1,0	20,0	20,0	20,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
5	Автомобильные дороги	км	8,5	12,0	102,0	102,0	18,0	0,0	42,0	36,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
6	Нефтяной коллектор	км	13,0	3,0	39,0	39,0	39,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Строительство ЛЭП	км	10,0	3,0	30,0	30,0	9,0	0,0	10,5	9,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
8	Прочие непредвиденные расходы	%		5	6,6	6,6	2,0	0,0	2,3	2,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
	Итого наземное строительство				329,1	329,1	107,4	20,0	100,8	86,4	14,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
	Всего капитальных вложений				4775,1	4775,1	983,4	20,0	1885,8	1616,4	269,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																			
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции				5497,2	5497,2	983,4	21,4	2159,1	1980,2	353,1	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																			
	Коэффициент инфляции						1,00	1,07	1,14	1,28	1,31	1,40	1,50	1,61	1,72	1,84	1,97	2,10	2,25	2,41	2,58	2,76	2,95	3,16	3,38	3,62	3,87	4,14	4,43	4,74	5,07																			

Таблица П.4.2.7 Расчет дохода от реализации продукции										
Вариант1 Жаксымай										
Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внешний рынок			Продажа нефти на внутренний рынок			Доход от продажи нефти, всего	Доход от продажи нефти с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	Цена	Количество	Доход от реализации		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	6,6	6,6	210,00	0,00	0,00	90,00	6,58	592,19	592,19	592,19
2024	10,5	10,5	210,00	0,00	0,00	90,00	10,48	942,87	942,87	1 008,87
2025	15,8	15,7	210,00	0,00	0,00	90,00	15,68	1 411,31	1 411,31	1 615,81
2026	24,9	24,8	210,00	14,88	3 123,97	90,00	9,92	892,56	4 016,53	4 920,42
2027	27,7	27,6	210,00	16,53	3 471,75	90,00	11,02	991,93	4 463,67	5 850,97
2028	25,8	25,7	210,00	15,42	3 237,55	90,00	10,28	925,02	4 162,57	5 838,22
2029	23,5	23,4	210,00	14,05	2 950,83	90,00	9,37	843,10	3 793,93	5 693,66
2030	21,5	21,4	210,00	12,84	2 696,83	90,00	8,56	770,52	3 467,36	5 567,82
2031	19,7	19,6	210,00	11,74	2 464,90	90,00	7,83	704,26	3 169,16	5 445,20
2032	18,0	17,9	210,00	10,76	2 258,92	90,00	7,17	645,40	2 904,32	5 339,48
2033	16,4	16,3	210,00	9,80	2 058,70	90,00	6,54	588,20	2 646,90	5 206,85
2034	15,0	14,9	210,00	8,96	1 881,43	90,00	5,97	537,55	2 418,98	5 091,59
2035	13,7	13,6	210,00	8,19	1 719,57	90,00	5,46	491,31	2 210,88	4 979,33
2036	12,6	12,5	210,00	7,51	1 576,28	90,00	5,00	450,36	2 026,64	4 883,89
2037	11,5	11,4	210,00	6,84	1 436,36	90,00	4,56	410,39	1 846,75	4 761,92
2038	10,5	10,4	210,00	6,25	1 312,75	90,00	4,17	375,07	1 687,82	4 656,75
2039	9,6	9,5	210,00	5,71	1 199,92	90,00	3,81	342,83	1 542,75	4 554,45
2040	8,8	8,7	210,00	5,24	1 099,87	90,00	3,49	314,25	1 414,12	4 466,94
2041	8,0	8,0	210,00	4,77	1 001,96	90,00	3,18	286,27	1 288,23	4 354,13
2042	7,3	7,3	210,00	4,36	915,83	90,00	2,91	261,67	1 177,49	4 258,44
2043	6,7	6,6	210,00	3,99	836,97	90,00	2,66	239,13	1 076,10	4 164,18
2044	6,0	6,0	210,00	3,60	755,73	90,00	2,40	215,92	971,65	4 023,19
2045	5,5	5,5	210,00	3,28	688,16	90,00	2,18	196,62	884,77	3 919,90
2046	5,0	4,9	210,00	2,96	620,71	90,00	1,97	177,34	798,05	3 783,19
2047	4,5	4,4	210,00	2,66	558,52	90,00	1,77	159,58	718,10	3 642,47
2023-2041	300,0	298,5		159,5	33 491,6		139,1	12 515,4	46 007,0	84 828,5
2023-2047	334,9	333,3		180,3	37 867,5		153,0	13 765,7	51 633,2	108 619,9

Таблица П.4.2.8 Эксплуатационные затраты на добычу нефти
Вариант 1 Жаксымай

Год	Производственные расходы																			Расходы периода										Обязательства по контракту				Эксплуатационные затраты Всего	Затраты на реализацию				Общие затраты, Всего	
	Ремонт скважин	Затраты на электроэнергию	Аренные затраты	Материальные затраты	ФОП	Производственные расходы, зависящие от к-ва скв.	Затраты производственного характера	Услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями	Производственные расходы, зависящие от численности работников	Прочие расходы	Амортизация	Налоги и отчисления					Производственные затраты всего	Производственные затраты, ВСО с учетом инфляции	Себестоимость 1 т. нефти	ФОАУ	Общедомовые административные расходы	Аренные затраты	Услуги непроизводственного характера, выполняемые сторонними организациями	Налоги и отчисления				Расходы периода, все	Расходы периода, с учетом инфляции	Ликвидационный фонд	Затраты на НИР	Отчисления на развитие соц. сферы	Затраты на обучение специалистов		Затраты на эксплуатацию	Эксплуатационные затраты	Прочие затраты на реализацию	Затраты на реализацию, всего		
												НД на добычу нефти	НД на добычу газа	Налог на имущество	ФОС	Социальный налог отчисления								Социальный налог	ФОС	Рентный налог	Прочие налоги													
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	
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
20	3,2	4,6	49,3	12,1	153	15,7	28,8	42,6	49,2	0,7	18,0	19,4	42,3	2,6	7,4	4,6	13,1	467,3	467	70,7	63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228	228	2,1	0,0	0,0	0,0	697,4	46,3	0,0	2,3	48,4	745
20	3,2	7,7	49,3	20,6	153	15,7	48,9	42,6	49,2	0,7	19,0	31,6	65,3	2,9	10,5	4,6	13,1	538,7	576	54,7	63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228	244	3,5	12,3	12,7	12,7	862,1	73,3	0,0	3,7	77,0	939
20	7,0	12,1	49,3	32,2	153	34,1	76,7	42,6	49,2	0,7	22,5	154,4	97,4	4,2	21,3	4,6	13,1	774,9	887	56,3	63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228	261	5,7	4,7	4,7	4,7	1168,2	109	0,0	5,5	115,3	128
20	10,3	20,1	49,3	53,3	153	49,8	126,8	42,6	49,2	0,7	27,3	407,4	153	6,4	20,4	4,6	15,2	1 190,7	1 458	58,5	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	437	4,5	670	821	9,6	27,3	27,7	27,7	2372,9	292	380,3	14,3	687,3	306
20	10,3	24,2	49,3	64,2	153	52,4	152,9	42,6	49,2	0,7	30,0	488,1	170	7,2	16,3	4,6	15,2	1 331,8	1 745	63,0	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	486	4,9	719	943	11,4	30,3	30,9	30,9	2793,3	325	422,3	16,3	764,3	355
20	10,3	24,1	49,3	63,9	153	52,4	152,2	42,6	49,2	0,7	29,5	455,2	160	7,0	12,1	4,6	15,2	1 282,2	1 798	69,6	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	453	4,6	686	963	11,4	18,3	18,0	18,0	2826,9	303	394,3	15,3	712,3	353
20	10,3	23,8	49,3	63,3	153	52,4	150,7	42,6	49,2	0,7	29,3	414,8	146	6,7	8,0	4,6	15,2	1 221,6	1 833	77,9	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	413	4,2	646	969	11,1	15,3	15,2	15,2	2859,6	276	359,3	13,3	649,3	350
20	10,3	23,7	49,3	62,8	153	52,4	149,6	42,6	49,2	0,7	29,3	379,1	134	6,4	3,9	4,6	15,2	1 167,8	1 875	87,2	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	377	3,9	610	979	10,8	15,3	15,6	15,6	2912,9	252	328,3	12,3	593,3	350
20	10,3	23,5	49,3	62,4	153	52,4	148,5	42,6	49,2	0,7	29,0	346,5	123	6,2	1,1	4,6	15,2	1 119,6	1 923	97,8	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	345	3,5	577	992	10,6	16,3	16,1	16,1	2974,7	230	300,3	11,3	542,3	351
20	10,3	23,4	49,3	62,1	153	52,4	147,8	42,6	49,2	0,7	29,0	317,6	114	6,0	0,2	4,6	15,2	1 078,9	1 983	110	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	316	3,2	548	100	10,4	16,3	16,6	16,6	3051,9	211	275,3	10,3	497,3	354
20	10,3	23,2	49,3	61,5	153	52,4	146,4	42,6	49,2	0,7	29,3	289,4	104	5,8	0,1	4,6	15,2	1 038,7	2 043	124	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	288	3,0	520	102	10,1	17,3	17,3	17,3	3128,1	192	250,3	9,6	453,3	358
20	10,3	23,0	49,3	61,0	153	52,4	145,3	42,6	49,2	0,7	29,4	264,5	96,0	5,6	0,1	4,6	15,2	1 003,6	2 112	140	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	263	2,7	494	104	9,9	17,3	17,9	17,9	3217,7	176	229,3	8,8	414,3	363
20	10,3	22,8	49,3	60,6	153	52,4	144,3	42,6	49,2	0,7	29,3	241,7	89,3	5,5	0,1	4,6	15,2	971,4	2 187	159	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	240	2,5	472	106	9,7	18,3	18,6	18,6	3316,3	161	209,3	8,1	378,3	369
20	10,3	22,7	49,3	60,3	153	52,4	143,6	42,6	49,2	0,7	29,3	221,6	82,4	5,3	0,1	4,6	15,2	943,4	2 273	180	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	220	2,3	451	108	9,5	19,3	19,3	19,3	3429,5	147	191,3	7,4	346,3	377
20	10,3	22,5	49,3	59,7	153	52,4	142,2	42,6	49,2	0,7	29,3	201,9	75,3	5,2	0,1	4,6	15,2	914,6	2 358	205	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	201	2,1	432	111	9,3	20,3	20,1	20,1	3542,1	134	174,3	6,7	316,3	385
20	10,3	22,3	49,3	59,3	153	52,4	141,2	42,6	49,2	0,7	29,3	184,6	70,3	5,1	0,1	4,6	15,2	889,7	2 454	234	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	183	1,9	414	114	9,1	21,3	21,0	21,0	3670,4	122	159,3	6,1	288,3	395
20	10,3	22,2	49,3	58,9	153	52,4	140,2	42,6	49,2	0,7	29,0	168,7	64,3	4,9	0,1	4,6	15,2	866,7	2 558	267	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	168	1,8	398	117	8,9	21,3	21,9	21,9	3810,1	112	146,3	5,6	264,3	407
20	10,3	22,1	49,3	58,6	153	52,4	139,6	42,6	49,2	0,7	28,9	154,6	60,2	4,9	0,1	4,6	15,2	846,9	2 675	304	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	154	1,6	384	121	8,7	22,3	22,9	22,9	3967,1	103	133,3	5,2	242,3	420
20	10,3	21,9	49,3	58,0	153	52,4	138,2	42,6	49,2	0,7	28,3	140,9	55,0	4,8	0,0	4,6	15,2	826,2	2 792	349	63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	140	1,5	370	125	8,5	24,3	24,1	24,1	4125,6	93,3	122,3	4,7	220,3	434

20	10,4	21,7	49,3	57,6	153	52,4	137,2	42,6	49,2	0,7	28,5	128,8	51,6	4,7	0,0	4,6	15,2	808,3	2 923	400	63,1	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	128	1,4	358	129	8,3	25,1	25,2	25,2	4303,3	85,8	111,1	4,3	201,1	450
20	10,4	21,5	49,3	57,2	153	52,4	136,2	42,6	49,2	0,7	28,5	117,7	47,5	4,6	0,0	4,6	15,2	791,8	3 064	459	63,1	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	117	1,3	347	134	8,1	26,1	26,5	26,5	4495,3	78,4	101,1	3,9	184,1	467
20	10,4	21,2	49,3	56,3	153	52,4	133,9	42,6	49,2	0,7	28,5	106,2	44,1	4,5	0,0	4,6	15,2	772,7	3 199	530	63,1	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	105	1,1	335	139	7,8	27,1	27,8	27,8	4680,9	70,8	92,0	3,5	166,1	484
20	10,4	20,8	49,3	55,3	153	52,4	131,6	42,6	49,2	0,7	28,5	96,7	40,5	4,4	0,0	4,6	15,2	756,0	3 349	610	63,1	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	96,1	1,0	326	144	7,6	29,1	29,2	29,2	4889,5	64,4	83,8	3,2	151,1	504
20	10,4	20,4	49,3	54,2	153	52,4	128,9	42,6	49,2	0,7	28,5	87,3	37,1	4,3	0,0	4,6	15,2	738,8	3 502	707	63,1	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	86,1	1,0	316	150	0,0	30,1	30,6	30,6	5095,6	58,1	75,6	2,9	136,1	523
20	10,4	20,0	49,3	53,1	153	52,4	126,3	42,6	49,2	0,7	27,5	78,5	34,1	4,2	0,0	4,6	15,2	722,8	3 666	822	63,1	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	78,1	0,9	307	156	0,0	32,1	32,1	32,1	5324,1	52,1	68,0	2,6	122,1	544
20	186	389,7	936	1 034	2 911	901,4	2 463,9	809,4	934,7	13,2	529	4 882	1 908	102	101	87,1	282,1	18 474,3	36 005	1 202	1 496,5	1 467,4	116,5	36,1	4 688	48,1	9 082	17 529	170,0	340	340,1	340,6	54 726,3	3 365	4 071	168 7 61	62 337			
20	251	515,3	1 232	1 368	3 830	1 215,8	3 258,2	1 065,0	1 229,9	17,3	699	5 497	2 165	129	102	114	373,1	23 065,5	55 709	1 582	1 969,1	1 615,0	154,1	47,1	5 301	55,1	11 074	26 067	201,8	512	512,1	512,0	83 515,3	3 775	4 601	188 8 57	92 089			

Годы	Производственные расходы																			
	Ремонт скважин	Затраты на электроэнергию	Арендные затраты	Материальные затраты	ФОТ пром. персонала	Производственные расходы, зависящие от к-ва скв.	Затраты производственного характера	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Производственные расходы, зависящие от числ-ти	Страхование работников	Прочие расходы	Амортизация	Налоги и отчисления					Производственные затраты, всего	Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоим. 1 т. нефти
													НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальный налог и отчисления			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	3,2	4,6	49,3	12,1	153,2	15,7	28,8	42,6	49,2	0,7	18,0	19,4	42,8	2,6	7,4	4,6	13,1	467,3	467,3	70,7
2024	3,2	7,7	49,3	20,6	153,2	15,7	48,9	42,6	49,2	0,7	19,6	31,6	65,3	2,9	10,5	4,6	13,1	538,7	576,4	54,7
2025	7,0	12,1	49,3	32,2	153,2	34,1	76,7	42,6	49,2	0,7	22,9	154,4	97,4	4,2	21,3	4,6	13,1	774,9	887,2	56,3
2026	10,3	20,1	49,3	53,3	153,2	49,8	126,8	42,6	49,2	0,7	27,8	407,4	153,6	6,4	20,4	4,6	15,2	1 190,7	1 458,6	58,5
2027	10,8	24,2	49,3	64,2	153,2	52,4	152,9	42,6	49,2	0,7	30,0	488,1	170,9	7,2	16,3	4,6	15,2	1 331,8	1 745,7	63,0
2028	10,8	24,1	49,3	63,9	153,2	52,4	152,2	42,6	49,2	0,7	29,9	455,2	160,0	7,0	12,1	4,6	15,2	1 282,2	1 798,4	69,6
2029	10,8	23,8	49,3	63,3	153,2	52,4	150,7	42,6	49,2	0,7	29,8	414,8	146,5	6,7	8,0	4,6	15,2	1 221,6	1 833,3	77,9
2030	10,8	23,7	49,3	62,8	153,2	52,4	149,6	42,6	49,2	0,7	29,7	379,1	134,7	6,4	3,9	4,6	15,2	1 167,8	1 875,3	87,2
2031	10,8	23,5	49,3	62,4	153,2	52,4	148,5	42,6	49,2	0,7	29,6	346,5	123,8	6,2	1,1	4,6	15,2	1 119,6	1 923,6	97,8
2032	10,8	23,4	49,3	62,1	153,2	52,4	147,8	42,6	49,2	0,7	29,6	317,6	114,2	6,0	0,2	4,6	15,2	1 078,9	1 983,5	110,1
2033	10,8	23,2	49,3	61,5	153,2	52,4	146,4	42,6	49,2	0,7	29,5	289,4	104,9	5,8	0,1	4,6	15,2	1 038,7	2 043,3	124,4
2034	10,8	23,0	49,3	61,0	153,2	52,4	145,3	42,6	49,2	0,7	29,4	264,5	96,6	5,6	0,1	4,6	15,2	1 003,6	2 112,4	140,8
2035	10,8	22,8	49,3	60,6	153,2	52,4	144,3	42,6	49,2	0,7	29,3	241,7	89,1	5,5	0,1	4,6	15,2	971,4	2 187,7	159,5
2036	10,8	22,7	49,3	60,3	153,2	52,4	143,6	42,6	49,2	0,7	29,2	221,6	82,4	5,3	0,1	4,6	15,2	943,4	2 273,4	180,8
2037	10,8	22,5	49,3	59,7	153,2	52,4	142,2	42,6	49,2	0,7	29,1	201,9	75,9	5,2	0,1	4,6	15,2	914,6	2 358,4	205,8
2038	10,8	22,3	49,3	59,3	153,2	52,4	141,2	42,6	49,2	0,7	29,1	184,6	70,1	5,1	0,1	4,6	15,2	889,7	2 454,7	234,4
2039	10,8	22,2	49,3	58,9	153,2	52,4	140,2	42,6	49,2	0,7	29,0	168,7	64,8	4,9	0,1	4,6	15,2	866,7	2 558,8	267,3
2040	10,8	22,1	49,3	58,6	153,2	52,4	139,6	42,6	49,2	0,7	28,9	154,6	60,2	4,9	0,1	4,6	15,2	846,9	2 675,2	304,9
2041	10,8	21,9	49,3	58,0	153,2	52,4	138,2	42,6	49,2	0,7	28,8	140,9	55,6	4,8	0,0	4,6	15,2	826,2	2 792,3	349,4
2042	10,8	21,7	49,3	57,6	153,2	52,4	137,2	42,6	49,2	0,7	28,7	128,8	51,6	4,7	0,0	4,6	15,2	808,3	2 923,2	400,2
2043	10,8	21,5	49,3	57,2	153,2	52,4	136,2	42,6	49,2	0,7	28,7	117,7	47,9	4,6	0,0	4,6	15,2	791,8	3 064,0	459,0
2044	10,8	21,2	49,3	56,3	153,2	52,4	133,9	42,6	49,2	0,7	28,5	106,2	44,1	4,5	0,0	4,6	15,2	772,7	3 199,3	530,7
2045	10,8	20,8	49,3	55,3	153,2	52,4	131,6	42,6	49,2	0,7	28,3	96,7	40,9	4,4	0,0	4,6	15,2	756,0	3 349,2	610,2
2046	10,8	20,4	49,3	54,2	153,2	52,4	128,9	42,6	49,2	0,7	28,1	87,3	37,7	4,3	0,0	4,6	15,2	738,8	3 502,5	707,4
2047	10,8	20,0	49,3	53,1	153,2	52,4	126,3	42,6	49,2	0,7	27,9	78,5	34,7	4,2	0,0	4,6	15,2	722,8	3 666,1	822,9
2023-2041	186,1	389,7	936,7	1 034,9	2 911,0	901,4	2 463,9	809,4	934,7	13,2	529,0	4 882,0	1 908,9	102,5	101,9	87,3	282,0	18 474,7	36 005,6	
2023-2047	251,0	515,3	1 232,5	1 368,5	3 830,2	1 215,8	3 258,2	1 065,0	1 229,9	17,3	699,2	5 497,2	2 165,7	129,2	102,1	114,9	373,0	23 065,0	55 709,9	

Расходы периода										Обязательства по контракту				Эксплуатационные затраты Всего	Затраты на реализацию				Общие затраты, Всего
ФОТ АУП	Общесистемные расходы	Арендные затраты	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Налоги и отчисления				Расходы периода, всего	Расходы периода с учетом инфляции	Ликвидационный фонд	Затраты на НИОКР	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов		Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Прочие затраты	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего	
				Социальный налог	Фонд ОСМС	Рентный налог	Прочие налоги												
млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	228,0	2,1	0,0	0,0	0,0	697,4	46,1	0,0	2,3	48,4	745,8
63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	244,0	3,5	12,7	12,7	12,7	862,1	73,3	0,0	3,7	77,0	939,1
63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	261,1	5,7	4,7	4,7	4,7	1168,2	109,8	0,0	5,5	115,3	1283,4
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	437,4	4,5	670,6	821,6	9,6	27,7	27,7	27,7	2372,9	292,6	380,3	14,6	687,4	3060,3
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	486,0	4,9	719,8	943,5	11,4	30,9	30,9	30,9	2793,3	325,1	422,6	16,3	764,0	3557,3
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	453,3	4,6	686,7	963,1	11,4	18,0	18,0	18,0	2826,9	303,2	394,1	15,2	712,4	3539,3
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	413,1	4,2	646,2	969,7	11,1	15,2	15,2	15,2	2859,6	276,3	359,2	13,8	649,3	3509,0
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	377,6	3,9	610,2	979,9	10,8	15,6	15,6	15,6	2912,9	252,6	328,3	12,6	593,5	3506,3
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	345,1	3,5	577,4	992,2	10,6	16,1	16,1	16,1	2974,7	230,8	300,0	11,5	542,4	3517,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	316,2	3,2	548,3	1008,1	10,4	16,6	16,6	16,6	3051,9	211,5	275,0	10,6	497,1	3549,0
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	288,2	3,0	520,0	1022,9	10,1	17,3	17,3	17,3	3128,1	192,8	250,6	9,6	453,0	3581,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	263,4	2,7	494,9	1041,8	9,9	17,9	17,9	17,9	3217,7	176,2	229,0	8,8	414,0	3631,7
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	240,7	2,5	472,1	1063,2	9,7	18,6	18,6	18,6	3316,3	161,0	209,3	8,1	378,4	3694,7
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	220,7	2,3	451,8	1088,8	9,5	19,3	19,3	19,3	3429,5	147,6	191,9	7,4	346,9	3776,4
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	201,1	2,1	432,0	1114,0	9,3	20,1	20,1	20,1	3542,1	134,5	174,8	6,7	316,1	3858,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	183,8	1,9	414,5	1143,7	9,1	21,0	21,0	21,0	3670,4	122,9	159,8	6,1	288,9	3959,3
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	168,0	1,8	398,6	1176,7	8,9	21,9	21,9	21,9	3810,1	112,4	146,1	5,6	264,0	4074,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	154,0	1,6	384,4	1214,3	8,7	22,9	22,9	22,9	3967,1	103,0	133,9	5,2	242,0	4209,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	140,3	1,5	370,6	1252,6	8,5	24,1	24,1	24,1	4125,6	93,8	122,0	4,7	220,5	4346,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	128,2	1,4	358,4	1296,2	8,3	25,2	25,2	25,2	4303,3	85,8	111,5	4,3	201,5	4504,8
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	117,2	1,3	347,3	1343,8	8,1	26,5	26,5	26,5	4495,3	78,4	101,9	3,9	184,2	4679,5
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	105,8	1,1	335,8	1390,3	7,8	27,8	27,8	27,8	4680,9	70,8	92,0	3,5	166,3	4847,2
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	96,3	1,0	326,2	1445,3	7,6	29,2	29,2	29,2	4889,5	64,4	83,8	3,2	151,4	5041,0
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	86,9	1,0	316,7	1501,2	0,0	30,6	30,6	30,6	5095,6	58,1	75,6	2,9	136,6	5232,2
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	78,2	0,9	307,9	1561,7	0,0	32,1	32,1	32,1	5324,1	52,3	68,0	2,6	122,9	5447,0
1 202,7	1 496,5	1 026,0	467,4	116,5	36,1	4 688,8	48,4	9 082,4	17 529,1	170,0	340,6	340,6	340,6	54 726,6	3 365,7	4 076,7	168,3	7 610,7	62 337,2
1 582,5	1 969,1	1 350,0	615,0	154,1	47,5	5 301,5	55,0	11 074,6	26 067,6	201,8	512,0	512,0	512,0	83 515,4	3 775,5	4 609,3	188,8	8 573,6	92 089,0

Таблица П.4.2.9 Суммарные выплаты Государству в виде налогов

Вариант 1 Жаксымай

Годы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Корпоративный подоходный налог	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на имущество	Социальный налог	Фонд ОСМС	Налог на сверх прибыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2023	42,8	2,6	0	0,0	0,0	7,4	18,5	6,5	0,0	0,1	77,8	77,8
2024	65,3	2,9	20,3	0,0	0,0	10,5	18,5	6,5	0,0	0,1	124,0	131,3
2025	97,4	4,2	97,3	0,0	0,0	21,3	18,5	6,5	0,0	0,1	245,3	266,7
2026	153,6	6,4	453,5	437,4	380,3	20,4	21,4	6,5	0,0	4,5	1484,0	1715,9
2027	170,9	7,2	556,4	486,0	422,6	16,3	21,4	6,5	368,4	4,9	2060,7	2413,7
2028	160,0	7,0	550,8	453,3	394,1	12,1	21,4	6,5	0,0	4,6	1609,8	2036,0
2029	146,5	6,7	519,9	413,1	359,2	8,0	21,4	6,5	0,0	4,2	1485,5	1969,1
2030	134,7	6,4	488,1	377,6	328,3	3,9	21,4	6,5	113,2	3,9	1483,8	2018,4
2031	123,8	6,2	454,9	345,1	300,0	1,1	21,4	6,5	217,9	3,5	1480,5	2060,5
2032	114,2	6,0	421,6	316,2	275,0	0,2	21,4	6,5	168,8	3,2	1333,2	1956,0
2033	104,9	5,8	383,0	288,2	250,6	0,1	21,4	6,5	119,4	3,0	1183,0	1841,1
2034	96,6	5,6	344,9	263,4	229,0	0,1	21,4	6,5	76,2	2,7	1046,5	1737,5
2035	89,1	5,5	305,3	240,7	209,3	0,1	21,4	6,5	41,0	2,5	921,4	1641,6
2036	82,4	5,3	265,8	220,7	191,9	0,1	21,4	6,5	11,9	2,3	808,3	1556,4
2037	75,9	5,2	221,1	201,1	174,8	0,1	21,4	6,5	0,0	2,1	708,2	1477,1
2038	70,1	5,1	176,4	183,8	159,8	0,1	21,4	6,5	0,0	1,9	625,1	1414,3
2039	64,8	4,9	129,8	168,0	146,1	0,1	21,4	6,5	0,0	1,8	543,4	1350,8
2040	60,2	4,9	82,5	154,0	133,9	0,1	21,4	6,5	0,0	1,6	465,0	1290,8
2041	55,6	4,8	29,8	140,3	122,0	0,0	21,4	6,5	0,0	1,5	381,8	1219,7
2042	51,6	4,7	0	128,2	111,5	0,0	21,4	6,5	0,0	1,4	325,3	1176,4
2043	47,9	4,6	0	117,2	101,9	0,0	21,4	6,5	0,0	1,3	300,8	1163,8
2044	44,1	4,5	0	105,8	92,0	0,0	21,4	6,5	0,0	1,1	275,4	1140,5
2045	40,9	4,4	0	96,3	83,8	0,0	21,4	6,5	0,0	1,0	254,4	1127,0
2046	37,7	4,3	0	86,9	75,6	0,0	21,4	6,5	0,0	1,0	233,3	1106,2
2047	34,7	4,2	0	78,2	68,0	0,0	21,4	6,5	0,0	0,9	213,9	1085,2
2023-2041	1908,9	102,5	5501,5	4688,8	4076,7	101,9	398,5	123,4	1116,8	48,4	18067,4	28174,9
2023-2047	2165,7	129,2	5501,5	5301,5	4609,3	102,1	527,1	162,4	1116,8	55,0	19670,5	34973,9

Таблица 4.2.10 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности

Вариант 1 Жаксымай

Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Вычитаемые затраты	Амортизационн ые отчисления, относимые на себестоимость продукции	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблага емый доход	Корпора- тивный подход-ный налог	Налог на сверх прибыль	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтирован ный поток наличности (ЧПС), дисконт 10%	Дисконтирован ный поток наличности (ЧПС), дисконт 15%	Дисконтированн ый поток наличности (ЧПС), дисконт 20%	Внутренняя норма рентабельнос ти IRR,	Срок окупаемост и
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	592,19	983,4	745,8	19,4	-153,6	-134,16	0	0,0	-153,6	-1 117,6	-1 117,6	-1 117,59	-1 117,59	-1 117,59	0,0	1
2024	1 008,87	21,4	939,1	31,6	69,7	101,33	20,3	0,0	49,5	59,7	-1 057,9	54,24	51,88	49,72	0,0	1
2025	1 615,81	2159,1	1283,4	154,4	332,4	486,73	97,3	0,0	235,0	-1 769,7	-2 827,6	-1 462,56	-1 338,14	-1 228,95	0,0	1
2026	4 920,42	1980,2	3060,3	407,4	1 860,1	2 267,55	453,5	0,0	1 406,6	-166,1	-2 993,8	-124,83	-109,24	-96,15	0,0	1
2027	5 850,97	353,1	3557,3	488,1	2 293,7	2 781,78	556,4	368,4	1 369,0	1 503,9	-1 489,9	1 027,19	859,86	725,26	0,0	1
2028	5 838,22	0,0	3539,3	455,2	2 298,9	2 754,05	550,8	0,0	1 748,1	2 203,2	713,4	1 368,04	1 095,40	885,43	6,7	0
2029	5 693,66	0,0	3509,0	414,8	2 184,7	2 599,52	519,9	0,0	1 664,8	2 079,6	2 793,0	1 173,89	899,07	696,46	18,9	0
2030	5 567,82	0,0	3506,3	379,1	2 061,5	2 440,64	488,1	113,2	1 460,2	1 839,3	4 632,3	943,88	691,48	513,33	24,8	0
2031	5 445,20	0,0	3517,1	346,5	1 928,1	2 274,61	454,9	217,9	1 255,3	1 601,8	6 234,1	747,25	523,63	372,53	27,9	0
2032	5 339,48	0,0	3549,0	317,6	1 790,5	2 108,06	421,6	168,8	1 200,1	1 517,7	7 751,8	643,64	431,42	294,13	29,9	0
2033	5 206,85	0,0	3581,1	289,4	1 625,7	1 915,14	383,0	119,4	1 123,3	1 412,7	9 164,5	544,65	349,19	228,16	31,1	0
2034	5 091,59	0,0	3631,7	264,5	1 459,9	1 724,38	344,9	76,2	1 038,8	1 303,3	10 467,8	456,82	280,15	175,42	31,9	0
2035	4 979,33	0,0	3694,7	241,7	1 284,7	1 526,42	305,3	41,0	938,4	1 180,1	11 648,0	376,02	220,57	132,36	32,4	0
2036	4 883,89	0,0	3776,4	221,6	1 107,5	1 329,10	265,8	11,9	829,8	1 051,4	12 699,3	304,54	170,88	98,26	32,7	0
2037	4 761,92	0,0	3858,1	201,9	903,8	1 105,71	221,1	0,0	682,6	884,6	13 583,9	232,93	125,01	68,90	32,9	0
2038	4 656,75	0,0	3959,3	184,6	697,5	882,05	176,4	0,0	521,1	705,6	14 289,5	168,92	86,72	45,80	33,0	0
2039	4 554,45	0,0	4074,1	168,7	480,3	649,01	129,8	0,0	350,5	519,2	14 808,7	113,00	55,49	28,08	33,1	0
2040	4 466,94	0,0	4209,1	154,6	257,8	412,46	82,5	0,0	175,3	330,0	15 138,7	65,28	30,66	14,87	33,1	0
2041	4 354,13	0,0	4346,1	140,9	8,1	148,91	29,8	0,0	-21,7	119,1	15 257,8	21,43	9,63	4,47	33,1	0
2042	4 258,44	0,0	4504,8	128,8	-246,4	-117,64	0	0,0	-246,4	-117,6	15 140,2	-19,24	-8,27	-3,68	33,1	0
2043	4 164,18	0,0	4679,5	117,7	-515,3	-397,66	0	0,0	-515,3	-397,7	14 742,5	-59,11	-24,30	-10,37	33,1	0
2044	4 023,19	0,0	4847,2	106,2	-824,1	-717,81	0	0,0	-824,1	-717,8	14 024,7	-97,00	-38,14	-15,60	33,1	0
2045	3 919,90	0,0	5041,0	96,7	-1 121,1	-1 024,34	0	0,0	-1 121,1	-1 024,3	13 000,4	-125,84	-47,33	-18,55	33,0	0
2046	3 783,19	0,0	5232,2	87,3	-1 449,0	-1 361,72	0	0,0	-1 449,0	-1 361,7	11 638,7	-152,07	-54,71	-20,56	33,0	0
2047	3 642,47	0,0	5447,0	78,5	-1 804,5	-1 726,03	0	0,0	-1 804,5	-1 726,0	9 912,6	-175,24	-60,30	-21,71	33,0	0
2023-2041	84 828,51	5 497,23	62 337,24	4 882,04	22 491,27	27 373,31	5 501,49	1 116,75	15 873,02	15 257,84	15 257,84	5 536,74	3 316,07	1 890,49	33,09	5,00
2023-2047	108 619,88	5 497,23	92 088,98	5 497,23	16 530,9	27 373,31	5 501,49	1 116,75	9 912,65	9 912,65	9 912,65	4 908,25	3 083,04	1 800,01	33,00	5,00

Таблица П.4.2.11 Вариант 3 Капитальные вложения

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Средняя	2023-2047	2023-2042																															
				цена за ед.			в том числе по годам																														
							млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	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			
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						
I	Строительство скважин (подземное строительство)																																				
	1 Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения	скв.	25	255,0	6375,0	6375,0	765,0	0,0	2 550,0	2 295,0	765,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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 Ввод нагнетательных скважин из бурения	скв.	3	255,0	765,0	765,0	0,0	0,0	255,0	510,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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 Ввод из консервации	скв.	3	37,0	111,0	111,0	111,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
	Итого строительство скважин				7251,0	7251,0	876,0	0,0	2805,0	2805,0	765,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
II	Надземное строительство																																				
	Обустройство промысла																																				
1	Обустройство добывающих скважин	скв.	28	4,5	126,0	126,0	27,0	0,0	45,0	40,5	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
2	Строительство выкидных линий	км	23,2	2,5	58,1	58,1	12,5	0,0	20,8	18,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
3	Строительство нагнетательных линий	км	2,1	3,0	6,3	6,3	0,0	0,0	2,1	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
4	ГЗУ	шт.	1,0	20,0	20,0	20,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
5	Автомобильные дороги	км	14,0	12,0	168,0	168,0	18,0	0,0	66,0	66,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Нефтяной коллектор	км	13,0	3,0	39,0	39,0	39,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Строительство ЛЭП	км	15,5	3,0	46,5	46,5	9,0	0,0	16,5	16,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
8	Прочие непредвиденные расходы	%		5	9,2	9,2	2,0	0,0	3,3	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
	Итого надземное строительство				473,1	473,1	107,4	20,0	153,6	148,8	43,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
	Всего капитальных вложений				7724,1	7724,1	983,4	20,0	2958,6	2953,8	808,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции				9070,1	9070,1	983,4	21,4	3387,3	3618,6	1059,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
	Коэффициент инфляции						1,00	1,07	1,14	1,23	1,31	1,40	1,50	1,61	1,72	1,84	1,97	2,10	2,25	2,41	2,58	2,76	2,95	3,16	3,38	3,62	3,87	4,14	4,43	4,74	5,07						

Таблица П.4.2.12 Расчет дохода от реализации продукции

Вариант3 Жаксымай

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внешний рынок			Продажа нефти на внутренний рынок			Доход от продажи нефти, всего	Доход от продажи нефти с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	Цена	Количество	Доход от реализации		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	тыс.тенге/ т.	тыс. т.	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	6,6	6,6	210,00	0,00	0,00	90,00	6,58	592,19	592,19	592,19
2024	10,5	10,5	210,00	0,00	0,00	90,00	10,48	942,87	942,87	1 008,87
2025	17,7	17,6	210,00	0,00	0,00	90,00	17,60	1 584,14	1 584,14	1 813,68
2026	31,4	31,3	210,00	18,77	3 942,64	90,00	12,52	1 126,47	5 069,10	6 209,87
2027	38,1	37,9	210,00	22,76	4 780,23	90,00	15,18	1 365,78	6 146,01	8 056,17
2028	36,2	36,0	210,00	21,59	4 533,13	90,00	14,39	1 295,18	5 828,31	8 174,50
2029	33,0	32,8	210,00	19,67	4 131,44	90,00	13,12	1 180,41	5 311,86	7 971,66
2030	30,1	30,0	210,00	17,98	3 775,77	90,00	11,99	1 078,79	4 854,56	7 795,36
2031	27,5	27,4	210,00	16,43	3 450,93	90,00	10,96	985,98	4 436,92	7 623,45
2032	25,2	25,1	210,00	15,06	3 162,58	90,00	10,04	903,60	4 066,18	7 475,50
2033	23,0	22,9	210,00	13,73	2 882,38	90,00	9,15	823,54	3 705,92	7 290,10
2034	21,0	20,9	210,00	12,54	2 634,02	90,00	8,36	752,58	3 386,60	7 128,30
2035	19,2	19,1	210,00	11,46	2 407,35	90,00	7,64	687,82	3 095,17	6 970,92
2036	17,6	17,5	210,00	10,51	2 206,51	90,00	7,00	630,43	2 836,94	6 836,60
2037	16,0	16,0	210,00	9,58	2 011,19	90,00	6,38	574,62	2 585,81	6 667,60
2038	14,7	14,6	210,00	8,75	1 837,80	90,00	5,83	525,09	2 362,88	6 519,27
2039	13,4	13,3	210,00	8,00	1 679,83	90,00	5,33	479,95	2 159,78	6 376,04
2040	12,3	12,2	210,00	7,33	1 539,54	90,00	4,89	439,87	1 979,41	6 252,60
2041	11,2	11,1	210,00	6,68	1 402,64	90,00	4,45	400,75	1 803,39	6 095,35
2042	10,2	10,2	210,00	6,11	1 282,28	90,00	4,07	366,37	1 648,65	5 962,39
2043	9,3	9,3	210,00	5,58	1 171,83	90,00	3,72	334,81	1 506,64	5 830,23
2044	8,6	8,5	210,00	5,11	1 072,67	90,00	3,41	306,48	1 379,14	5 710,42
2045	7,8	7,8	210,00	4,67	980,39	90,00	3,11	280,11	1 260,51	5 584,55
2046	7,1	7,1	210,00	4,26	895,52	90,00	2,84	255,86	1 151,38	5 458,15
2047	6,5	6,5	210,00	3,89	816,79	90,00	2,59	233,37	1 050,15	5 326,76
2023-2042	415,0	412,9		227,0	47 660,3		186,0	16 736,4	64 396,7	122 820,4
2023-2047	454,4	452,1		250,5	52 597,5		201,6	18 147,1	70 744,5	150 730,5

Таблица П.4.2.13 Эксплуатационные затраты на добычу нефти

Вариант 3 Жаксымай

Годы	Производственные расходы																			
	Ремонт скважин	Затраты на электроэнергию	Арендные затраты	Материальные затраты	ФОТ пром. персонала	Производственные расходы, зависящие от к-ва скв.	Затраты производственного характера	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Производственные расходы, зависящие от числ-ти	Страхование работников	Прочие расходы	Амортизация	Налоги и отчисления					Производственные затраты, всего	Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоим 1 т. нефти
													НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальный налог и отчисления			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	3,2	4,6	49,3	12,1	153,2	15,7	28,8	42,6	49,2	0,7	18,0	14,3	42,7	2,5	7,4	4,6	13,1	462,1	462,1	69,9
2024	3,2	7,7	49,3	20,6	153,2	15,7	48,9	42,6	49,2	0,7	19,6	23,3	65,2	2,8	10,5	4,6	13,1	530,2	567,3	53,9
2025	9,2	13,8	49,3	36,5	153,2	44,5	87,0	42,6	49,2	0,7	24,3	176,2	108,9	4,5	21,3	4,6	13,1	838,9	960,5	54,3
2026	13,5	28,2	49,3	74,8	153,2	65,5	178,1	42,6	49,2	0,7	32,8	584,4	194,2	8,2	20,4	4,6	15,2	1 514,9	1 855,8	59,0
2027	16,8	39,0	49,3	103,7	174,1	81,2	246,8	42,6	55,9	0,8	40,5	812,7	237,1	10,7	16,3	5,2	17,2	1 949,9	2 555,9	67,0
2028	16,8	39,8	49,3	105,7	174,1	81,2	251,7	42,6	55,9	0,8	40,9	770,7	225,6	10,5	12,1	5,2	17,2	1 900,1	2 664,9	73,7
2029	16,8	39,4	49,3	104,7	174,1	81,2	249,2	42,6	55,9	0,8	40,7	702,4	206,6	10,0	8,0	5,2	17,2	1 804,0	2 707,4	82,2
2030	16,8	39,1	49,3	103,9	174,1	81,2	247,4	42,6	55,9	0,8	40,6	641,9	189,8	9,5	3,9	5,2	17,2	1 719,3	2 760,8	91,7
2031	16,8	38,8	49,3	103,2	174,1	81,2	245,6	42,6	55,9	0,8	40,4	586,7	174,5	9,1	1,1	5,2	17,2	1 642,6	2 822,3	102,5
2032	16,8	38,7	49,3	102,7	174,1	81,2	244,5	42,6	55,9	0,8	40,3	537,7	161,0	8,8	0,2	5,2	17,2	1 577,1	2 899,4	114,9
2033	16,8	38,3	49,3	101,7	174,1	81,2	242,1	42,6	55,9	0,8	40,1	490,0	147,8	8,5	0,1	5,2	17,2	1 511,8	2 974,0	129,4
2034	16,8	38,0	49,3	101,0	174,1	81,2	240,4	42,6	55,9	0,8	40,0	447,8	136,1	8,2	0,1	5,2	17,2	1 454,7	3 062,0	145,7
2035	16,8	37,7	49,3	100,2	174,1	81,2	238,6	42,6	55,9	0,8	39,9	409,3	125,4	7,9	0,1	5,2	17,2	1 402,4	3 158,4	164,5
2036	16,8	37,6	49,3	99,8	174,1	81,2	237,6	42,6	55,9	0,8	39,8	375,1	116,0	7,7	0,1	5,2	17,2	1 356,8	3 269,6	185,8
2037	16,8	37,2	49,3	98,8	174,1	81,2	235,2	42,6	55,9	0,8	39,6	341,9	106,8	7,5	0,1	5,2	17,2	1 310,2	3 378,4	210,6
2038	16,8	36,9	49,3	98,1	174,1	81,2	233,5	42,6	55,9	0,8	39,5	312,4	98,6	7,3	0,1	5,2	17,2	1 269,6	3 502,7	238,9
2039	16,8	36,7	49,3	97,4	174,1	81,2	231,9	42,6	55,9	0,8	39,3	285,6	91,1	7,1	0,1	5,2	17,2	1 232,3	3 637,9	271,5
2040	16,8	36,5	49,3	97,0	174,1	81,2	230,8	42,6	55,9	0,8	39,2	261,7	84,5	6,9	0,1	5,2	17,2	1 199,9	3 790,4	308,7
2041	16,8	36,1	49,3	96,0	174,1	81,2	228,6	42,6	55,9	0,8	39,1	238,5	78,1	6,7	0,0	5,2	17,2	1 166,2	3 941,8	352,3
2042	16,8	35,9	49,3	95,3	174,1	81,2	226,9	42,6	55,9	0,8	38,9	218,0	72,4	6,6	0,0	5,2	17,2	1 137,2	4 112,7	402,1
2043	16,8	35,6	49,3	94,6	174,1	81,2	225,3	42,6	55,9	0,8	38,8	199,2	67,2	6,5	0,0	5,2	17,2	1 110,4	4 296,9	459,7
2044	16,8	35,0	49,3	92,9	174,1	81,2	221,2	42,6	55,9	0,8	38,5	182,4	62,4	6,3	0,0	5,2	17,2	1 081,9	4 479,7	523,6
2045	16,8	34,3	49,3	91,2	174,1	81,2	217,1	42,6	55,9	0,8	38,2	166,7	58,0	6,2	0,0	5,2	17,2	1 054,8	4 673,0	597,6
2046	16,8	33,6	49,3	89,4	174,1	81,2	212,7	42,6	55,9	0,8	37,8	152,2	53,9	6,0	0,0	5,2	17,2	1 028,9	4 877,6	682,9
2047	16,8	33,0	49,3	87,6	174,1	81,2	208,5	42,6	55,9	0,8	37,5	138,9	50,1	5,9	0,0	5,2	17,2	1 004,5	5 095,3	782,1
2023-2042	297,6	660,1	986,0	1 753,0	3 398,4	1 441,2	4 173,5	852,0	1 091,3	15,4	733,4	8 230,8	2 662,3	151,1	102,0	102,0	330,2	26 980,2	55 084,3	
2023-2047	381,4	831,7	1 232,5	2 208,6	4 268,9	1 847,3	5 258,3	1 065,0	1 370,8	19,3	924,2	9 070,1	2 953,9	182,0	102,1	128,1	416,4	32 260,7	78 506,9	

Расходы периода										Обязательства по контракту				Эксплуатационные затраты Всего	Затраты на реализацию				Общие затраты, Всего
ФОТ АУП	Общедминистративные расходы	Арендные затраты	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Налоги и отчисления				Расходы периода, всего	Расходы периода с учетом инфляции	Ликвидационный фонд	Затраты на НИОКР	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов		Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Прочие затраты	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего	
				Социальный налог	Фонд ОСМС	Рентный налог	Прочие налоги												
млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	228,0	2,7	0,0	0,0	0,0	692,8	46,1	0,0	2,3	48,4	741,2
63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	244,0	4,6	12,7	12,7	12,7	853,9	73,3	0,0	3,7	77,0	930,9
63,3	78,8	54,0	24,6	5,4	1,9	0,0	0,1	228,0	261,1	8,2	4,6	4,6	4,6	1243,7	123,2	0,0	6,2	129,4	1373,1
63,3	78,8	54,0	24,6	6,3	1,9	552,0	5,6	786,4	963,4	15,6	40,0	40,0	40,0	2954,7	369,2	479,9	18,5	867,6	3822,3
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	669,2	6,8	942,4	1235,3	20,3	49,9	49,9	49,9	3961,3	447,7	581,9	22,4	1051,9	5013,3
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	634,6	6,4	907,5	1272,8	20,6	31,8	31,8	31,8	4053,7	424,5	551,8	21,2	997,5	5051,3
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	578,4	5,9	850,7	1276,6	20,0	22,9	22,9	22,9	4072,6	386,9	502,9	19,3	909,1	4981,8
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	528,6	5,4	800,4	1285,2	19,6	23,4	23,4	23,4	4135,7	353,6	459,6	17,7	830,9	4966,6
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	483,1	4,9	754,4	1296,3	19,2	24,0	24,0	24,0	4209,7	323,2	420,1	16,2	759,4	4969,1
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	442,8	4,5	713,7	1312,1	18,8	24,7	24,7	24,7	4304,2	296,2	385,0	14,8	695,9	5000,2
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	403,5	4,1	674,1	1326,0	18,3	25,5	25,5	25,5	4394,6	269,9	350,9	13,5	634,3	5028,9
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	368,8	3,8	638,9	1344,9	17,9	26,2	26,2	26,2	4503,4	246,7	320,6	12,3	579,6	5083,1
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	337,0	3,5	606,9	1366,8	17,5	27,1	27,1	27,1	4624,1	225,5	293,0	11,3	529,8	5153,8
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	308,9	3,2	578,5	1394,1	17,2	28,1	28,1	28,1	4765,1	206,6	268,6	10,3	485,6	5250,7
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	281,6	2,9	550,9	1420,4	16,8	29,2	29,2	29,2	4903,2	188,3	244,8	9,4	442,6	5345,7
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	257,3	2,7	526,4	1452,2	16,4	30,3	30,3	30,3	5062,1	172,1	223,7	8,6	404,4	5466,6
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	235,2	2,5	504,0	1487,9	16,0	31,5	31,5	31,5	5236,3	157,3	204,5	7,9	369,7	5605,9
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	215,5	2,3	484,2	1529,4	15,7	32,8	32,8	32,8	5434,0	144,2	187,4	7,2	338,8	5772,8
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	196,4	2,1	464,8	1571,1	15,3	34,3	34,3	34,3	5631,1	131,4	170,7	6,6	308,7	5939,8
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	179,5	1,9	447,8	1619,5	15,0	35,8	35,8	35,8	5854,6	120,1	156,1	6,0	282,2	6136,8
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	164,1	1,7	432,2	1672,4	14,7	37,5	37,5	37,5	6096,3	109,7	142,6	5,5	257,9	6354,2
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	150,2	1,6	418,2	1731,4	14,4	39,2	39,2	39,2	6343,2	100,5	130,6	5,0	236,0	6579,3
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	137,3	1,5	405,1	1794,8	14,0	41,0	41,0	41,0	6605,0	91,8	119,3	4,6	215,7	6820,7
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	125,4	1,4	393,1	1863,6	0,0	42,9	42,9	42,9	6869,8	83,9	109,0	4,2	197,1	7066,9
79,1	98,5	54,0	24,6	7,8	2,4	114,3	1,2	382,0	1937,5	0,0	44,9	44,9	44,9	7167,5	76,5	99,4	3,8	179,7	7347,2
1 519,2	1 890,3	1 080,0	492,0	147,8	45,6	6 672,4	68,7	11 916,0	23 887,2	315,7	534,6	534,6	534,6	80 891,1	4 706,0	5 801,3	235,3	10 742,7	91 633,7
1 914,8	2 382,6	1 350,0	615,0	187,0	57,4	7 363,6	76,1	13 946,6	32 886,9	358,8	740,1	740,1	740,1	113 972,9	5 168,4	6 402,3	258,4	11 829,1	125 802,0

Таблица П.4.2.14 Суммарные выплаты Государству в виде налогов

Вариант 3 Жаксымай

Годы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Корпоративный подоходный налог	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на имущество	Социальный налог	Фонд ОСМС	Налог на сверх прибыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2023	42,7	2,5	0	0,0	0,0	7,4	18,5	6,5	0,0	0,1	77,7	77,7
2024	65,2	2,8	20,2	0,0	0,0	10,5	18,5	6,5	0,0	0,1	123,8	131,1
2025	108,9	4,5	123,4	0,0	0,0	21,3	18,5	6,5	0,0	0,1	283,2	306,3
2026	194,2	8,2	594,4	552,0	479,9	20,4	21,4	6,5	19,3	5,6	1901,9	2191,8
2027	237,1	10,7	771,1	669,2	581,9	16,3	25,1	7,6	499,4	6,8	2825,2	3308,4
2028	225,6	10,5	778,8	634,6	551,8	12,1	25,1	7,6	0,0	6,4	2252,5	2845,7
2029	206,6	10,0	738,5	578,4	502,9	8,0	25,1	7,6	0,0	5,9	2082,9	2756,1
2030	189,8	9,5	694,1	528,6	459,6	3,9	25,1	7,6	221,1	5,4	2144,7	2889,5
2031	174,5	9,1	648,2	483,1	420,1	1,1	25,1	7,6	316,6	4,9	2090,3	2898,7
2032	161,0	8,8	602,6	442,8	385,0	0,2	25,1	7,6	248,1	4,5	1885,6	2753,4
2033	147,8	8,5	550,2	403,5	350,9	0,1	25,1	7,6	182,6	4,1	1680,4	2596,8
2034	136,1	8,2	498,6	368,8	320,6	0,1	25,1	7,6	119,3	3,8	1488,2	2449,7
2035	125,4	7,9	445,3	337,0	293,0	0,1	25,1	7,6	72,8	3,5	1317,7	2319,0
2036	116,0	7,7	392,2	308,9	268,6	0,1	25,1	7,6	25,6	3,2	1155,0	2194,2
2037	106,8	7,5	332,8	281,6	244,8	0,1	25,1	7,6	0,0	2,9	1009,0	2076,5
2038	98,6	7,3	273,0	257,3	223,7	0,1	25,1	7,6	0,0	2,7	895,3	1989,9
2039	91,1	7,1	211,1	235,2	204,5	0,1	25,1	7,6	0,0	2,5	784,2	1902,9
2040	84,5	6,9	148,3	215,5	187,4	0,1	25,1	7,6	0,0	2,3	677,7	1820,5
2041	78,1	6,7	78,8	196,4	170,7	0,0	25,1	7,6	0,0	2,1	565,5	1723,8
2042	72,4	6,6	8,7	179,5	156,1	0,0	25,1	7,6	0,0	1,9	457,9	1633,2
2043	67,2	6,5	0	164,1	142,6	0,0	25,1	7,6	0,0	1,7	414,8	1605,0
2044	62,4	6,3	0	150,2	130,6	0,0	25,1	7,6	0,0	1,6	383,8	1589,0
2045	58,0	6,2	0	137,3	119,3	0,0	25,1	7,6	0,0	1,5	354,9	1572,4
2046	53,9	6,0	0	125,4	109,0	0,0	25,1	7,6	0,0	1,4	328,3	1556,5
2047	50,1	5,9	0	114,3	99,4	0,0	25,1	7,6	0,0	1,2	303,7	1540,5
2023-2042	2662,3	151,1	7910,4	6672,4	5801,3	102,0	478,1	147,5	1704,7	68,7	25698,6	40865,1
2023-2047	2953,9	182,0	7910,4	7363,6	6402,3	102,1	603,4	185,5	1704,7	76,1	27484,1	48728,5

Таблица П.4.2.15 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности

Вариант 3		Жаксымай														
Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Вычитаемые затраты	Амортизационные отчисления, относимые на себестоимость продукции	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 10%	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 15%	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 20%	Внутренняя норма рентабельности IRR,	Срок окупаемости
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	592,19	983,4	741,2	14,3	-149,0	-134,66	0	0,0	-149,0	-1 118,1	-1 118,1	-1 118,08	-1 118,08	-1 118,08	0,0	1
2024	1 008,87	21,4	930,9	23,3	77,9	101,22	20,2	0,0	57,7	59,6	-1 058,5	54,16	51,81	49,65	0,0	1
2025	1 813,68	3387,3	1373,1	176,2	440,6	616,79	123,4	0,0	317,3	-2 893,9	-3 952,4	-2 391,66	-2 188,21	-2 009,66	0,0	1
2026	6 209,87	3618,6	3822,3	584,4	2 387,6	2 972,02	594,4	19,3	1 773,9	-1 260,2	-5 212,6	-946,83	-828,62	-729,30	0,0	1
2027	8 056,17	1059,4	5013,3	812,7	3 042,9	3 855,60	771,1	499,4	1 772,3	1 525,6	-3 687,0	1 042,04	872,29	735,75	0,0	1
2028	8 174,50	0,0	5051,3	770,7	3 123,2	3 893,90	778,8	0,0	2 344,4	3 115,1	-571,9	1 934,25	1 548,77	1 251,90	0,0	1
2029	7 971,66	0,0	4981,8	702,4	2 989,9	3 692,29	738,5	0,0	2 251,4	2 953,8	2 382,0	1 667,36	1 277,02	989,23	11,7	0
2030	7 795,36	0,0	4966,6	641,9	2 828,8	3 470,69	694,1	221,1	1 913,6	2 555,5	4 937,4	1 311,37	960,70	713,19	19,0	0
2031	7 623,45	0,0	4969,1	586,7	2 654,3	3 241,02	648,2	316,6	1 689,5	2 276,2	7 213,7	1 061,87	744,10	529,37	23,0	0
2032	7 475,50	0,0	5000,2	537,7	2 475,3	3 013,00	602,6	248,1	1 624,6	2 162,3	9 375,9	917,02	614,66	419,07	25,5	0
2033	7 290,10	0,0	5028,9	490,0	2 261,2	2 751,24	550,2	182,6	1 528,4	2 018,4	11 394,4	778,20	498,93	325,99	27,0	0
2034	7 128,30	0,0	5083,1	447,8	2 045,2	2 493,05	498,6	119,3	1 427,3	1 875,1	13 269,5	657,22	403,04	252,37	28,1	0
2035	6 970,92	0,0	5153,8	409,3	1 817,1	2 226,37	445,3	72,8	1 299,1	1 708,3	14 977,8	544,33	319,30	191,60	28,7	0
2036	6 836,60	0,0	5250,7	375,1	1 585,9	1 961,05	392,2	25,6	1 168,1	1 543,2	16 521,1	447,02	250,82	144,24	29,2	0
2037	6 667,60	0,0	5345,7	341,9	1 321,9	1 663,78	332,8	0,0	989,1	1 331,0	17 852,1	350,50	188,11	103,67	29,4	0
2038	6 519,27	0,0	5466,6	312,4	1 052,7	1 365,17	273,0	0,0	779,7	1 092,1	18 944,2	261,45	134,22	70,89	29,6	0
2039	6 376,04	0,0	5605,9	285,6	770,1	1 055,69	211,1	0,0	559,0	844,5	19 788,8	183,80	90,25	45,68	29,7	0
2040	6 252,60	0,0	5772,8	261,7	479,8	741,57	148,3	0,0	331,5	593,3	20 382,0	117,37	55,13	26,74	29,8	0
2041	6 095,35	0,0	5939,8	238,5	155,6	394,05	78,8	0,0	76,8	315,2	20 697,3	56,70	25,47	11,84	29,8	0
2042	5 962,39	0,0	6136,8	218,0	-174,4	43,62	8,7	0,0	-183,1	34,9	20 732,2	5,71	2,45	1,09	29,8	0
2043	5 830,23	0,0	6354,2	199,2	-524,0	-324,74	0	0,0	-524,0	-324,7	20 407,4	-48,27	-19,84	-8,47	29,8	0
2044	5 710,42	0,0	6579,3	182,4	-868,8	-686,47	0	0,0	-868,8	-686,5	19 721,0	-92,76	-36,47	-14,92	29,7	0
2045	5 584,55	0,0	6820,7	166,7	-1 236,2	-1 069,49	0	0,0	-1 236,2	-1 069,5	18 651,5	-131,38	-49,41	-19,37	29,7	0
2046	5 458,15	0,0	7066,9	152,2	-1 608,8	-1 456,51	0	0,0	-1 608,8	-1 456,5	17 195,0	-162,66	-58,51	-21,99	29,7	0
2047	5 326,76	0,0	7347,2	138,9	-2 020,4	-1 881,58	0	0,0	-2 020,4	-1 881,6	15 313,4	-191,03	-65,73	-23,67	29,7	0
2023-2042	122 820,43	9 070,14	91 633,74	8 230,76	31 186,69	39 417,45	7 910,42	1 704,72	21 571,55	20 732,16	20 732,16	6 933,78	3 902,15	2 005,22	29,8	6,0
2023-2047	150 730,54	9 070,14	125 802,03	9 070,14	24 928,5	39 417,45	7 910,42	1 704,72	15 313,37	15 313,37	15 313,37	6 307,67	3 672,18	1 916,80	29,7	6,0