

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕОТСТВЕННОСТЬЮ
«SUNRISE ENERGY KAZAKHSTAN»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ» («КазНИГРИ»)
Государственная лицензия № 23002295 от 25.01.2023г**

Экз. __

«Утверждаю»:
Генеральный директор
ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan»
_____ **Аскаров Т.С.**
«__» _____ **2024г**

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОБА
№2024037 от 11.04.2024г**

**Директор
ТОО «КазНИГРИ»:**

ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

**Заместитель директора по проектной
деятельности:**

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

г. Атырау, 2024г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

Рев. №№	ПУНКТ	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель работы, Руководитель отдела проектирования и анализа разработки	(Общее руководство)

Ответственный исполнитель по разработке, Инженер отдела проектирования и анализа разработки	(Введение; главы 1, 3, 5; раздел 4.1, 4.2, 4.5, 4.8)
_____ Зиноллаева М.Б.	
Ответственный исполнитель по геологии, Ведущий инженер отдела подсчета запасов и моделирования месторождений	(Глава 2; раздел 4.7; граф. приложения)
_____ Накесова К.К	
Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н.	(Главы 2, 4)
_____ Шестоперова Л.В.	
Советник директора	(Методическая помощь)
_____ Каирбеков С.Б.	
Исполнитель по петрофизике, Инженер отдела геофизики и петрофизики	(Раздел 2.2, 2.4)
_____ Зияпеденова Г.Б.	
Исполнитель по технологии и технике добычи, Инженер отдела проектирования обустройства, технологии добычи, сбора и транспортировки УВС	(Раздел 4.3)
_____ Амиржанова А.Б.	
Исполнитель по бурению, Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ	(Раздел 4.4)
_____ Исламов Х.М.	
Исполнитель по экологии, Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды	(Глава 4.6)
_____ Калемова Ж.Ж.	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ К ЛОТУ №1

по составлению проектных документов «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба» (с анализом по состоянию на 01.01.2024г) с Проектом ОВВ или РООС.

Заказчик:	ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan»
Предмет работы/услуги	Составить проектные документы «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба» с анализом по состоянию на 01.01.2024г. и Проект ОВВ или РООС к нему
Цель работы:	На основе утвержденного ГКЗ отчета «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Шоба Актыбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.12.2023г», рассчитать варианты достижения максимального экономического эффекта при наиболее полном извлечении углеводородов из недр, с учетом внедрения достижений научно-технического прогресса в нефтяной отрасли, а также применения наиболее эффективной технологии и техники, обеспечивающей стабильный уровень добычи нефти при технологически и экономически обоснованном конечном нефтеизвлечении. Обосновать рациональную систему разработки месторождения.
Исходные данные:	- «Проект разработки месторождения Шоба», Протокол ЦКРР от 22.09.2022г №31/2; • - Отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Шоба Актыбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.12.2023г»; • - Геолого-геофизические и промысловые первичные документы, результаты различных исследований с начала разработки месторождения до даты составления проекта (01.01.2024г).
Результаты оказания услуг:	- Проектный документ «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба (с анализом по состоянию на 01.01.2024г) с Проектом ОВВ или РООС, на основе утвержденного пересчета запасов; - При необходимости, устранение замечаний и защита проектного документа при согласовании в контролирующих органах РК;
	- По окончании работ – получение заключений контролирующих органов и экспертов ЦКРР РК, База данных исходной геолого-геофизической и промысловой информации по месторождению Компании в согласованных с ней форматах и объемах, а также представленный и защищенный на заседании ЦКРР РК «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба (с анализом по состоянию на 01.01.2024г) с Проектом ОВВ или РООС»; - Подготовка и передача проекта Заказчику в электронном виде на CD-диске (в формате «MS «Excel», «Word», «CorelDraw») и в 3-х экземплярах на бумажном носителе; - Работа считается завершенной после подписания двустороннего акта выполненных работ, по результатам защиты на ЦКРР РК проектного документа «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба» (с анализом по состоянию на 01.01.2024г) с Проектом ОВВ или РООС.
Состав и объем работы/услуги	- Составление НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба» и графических приложений к нему, с получением Заключений компетентных государственных органов и защитой проекта на ЦКРР; Составление «ПроектаОВВ» или «РООС» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Шоба» с получением в установленном порядке положительных заключений соответствующих компетентных государственных органов, включая проведение Общественных слушаний.
Сроки оказания услуг:	Потенциальный поставщик услуг должен составить и представить согласованные в государственных уполномоченных органах РК проектные документы и документы ОВВ или РООС в срок до 30 июня 2024 года.

Требования к Исполнителю услуг	Потенциальный поставщик услуг должен соответствовать следующим требованиям, при этом в конкурсной заявке необходимо обеспечить подтверждающие документы: - Выполнение работы по составлению НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба» в соответствии с действующими нормативными документами РК (Кодекс РК «О недрах и недропользовании», «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», Экологический кодекс РК и др.). - Наличие государственной лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов с подвидами деятельности: повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов; составление технических проектных документов для месторождений углеводородов; составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов. - Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды с подвидом деятельности «Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности»; - Наличие лицензии на изыскательскую деятельность; - Поставщик услуг должен предоставить копии лицензии на выполнение работ и оказанию услуг в области охраны окружающей среды с подвидом деятельности: природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности. - Наличие у Потенциального поставщика собственной лаборатории, имеющей действующий аттестат аккредитации на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2009 (приложить Аттестат аккредитации); - Наличие интегрированной Системы менеджмента качества, экологического менеджмента, менеджмента профессиональной безопасности и здоровья, сертифицированных специализированной аккредитованной организацией систем менеджмента качества, в соответствии с требованиями СТ РК ISO 9001-2016 «Система менеджмента качества»; СТ РК ISO 14001-2016 «Системы экологического менеджмента»; СТ РК ISO 45001-2019 «Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья». Область сертификации, на которую распространяется действие сертификата соответствия; - подсчета запасов и технико-экономического обоснования, коэффициентов извлечения нефти и газа; - оценка запасов нефти, газа и конденсата, в т.ч. оперативный подсчет запасов, подсчет запасов, перевод запасов из категории в категорию и технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата; - промышленной разработки месторождений; -природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности;
--------------------------------	--

	- работы и услуги в сфере углеводородов: -проектно-изыскательские работы, составление проектов геологического, горного отводов и участков недр для разведки и разработки (добычи углеводородов) нефтяных и газовых месторождений; - проектирование и анализ результатов полевых геофизических работ, в т.ч. сейсморазведочных работ; - проектирование и анализ геологоразведочных работ на суше и на море, в т.ч. составление проектов разведки - научно-исследовательские работы, лабораторно-аналитические исследования; - составление проектов «Оценка воздействия на окружающую среду» к проектам всех уровней и стадий, составление проектов ПДВ, ПДС. -проектирование и анализ техники и технологии добычи нефти и газа, в том числе с применением новых методов; проведение полного комплекса лабораторных и аналитических работ при трассерных исследованиях; - моделирование технологических процессов с проведением различных расчетов; - разработка программ коррозионного мониторинга - проектирование разведочных работ подземных вод, оценка запасов и составление проектных документов для добычи подземных вод; - анализ результатов опытно-промышленных испытаний при внедрении химреагентов различного назначения, внедрения и опытно-промышленных испытаний технологий в области интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов; и государственных стандартов согласно действующему законодательству РК. Потенциальный поставщик услуг должен обладать всеми ресурсами, достаточными и необходимыми для выполнения работ по настоящему заданию, качественно и в указанные сроки, в том числе квалифицированным составом персонала, который как по количеству, так и по квалификационному составу соответствует необходимым требованиям.
	Обеспечить оказание Услуг высококвалифицированными специалистами, имеющими дипломы о высшем инженерно-техническом образовании (подтвердить дипломами); В составе конкурсной заявки, на сотрудников, которые будут вовлечены в разработку проекта электронные копии дипломов и сертификатов, квалификационные аттестаты. - Наличие не менее одного специалиста в штате со степенью доктора и кандидата геолого-минералогических наук по направлению условий образования, формирования месторождений полезных ископаемых по геохимическим критериям (подтвердить электронными копиями удостоверяющих документов, дипломов); - Наличие не менее одного специалиста в штате прошедший курс обучения «Методики разработки газовых месторождений» (подтвердить сертификатом о прохождении обучения); - Наличие у потенциального Поставщика услуг. • не менее 3 специалистов в области геологии; • не менее 3 специалистов в области геофизики; • не менее 3 специалистов в области разработки и нефтегазового дела;

- не менее 2 специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин;
 - не менее 2-х специалистов по исследованию пластовой нефти и газа. (подтвердить сертификатом о прохождении обучения);
 - не менее 2-х специалистов по повышению нефтеотдачи пластов (подтвердить сертификатом о прохождении обучения);
 - не менее 2 специалистов в области экологии;
 - не менее 2 специалистов в области экономики с наличием у потенциального поставщика не менее одного работника, прошедшего курс программы «Мастер делового администрирования» / «Master of Business Administration» (MBA) (подтвердить дипломом);
- Наличие у работников потенциального поставщика сертификатов по промышленной безопасности, охране труда, пожарно-техническому минимуму (подтвердить удостоверениями/сертификатами и протоколом);
- Наличие приказа о назначении ответственного лица за выполнение требований в области ПБ и контакты (приложить приказ).
- Предоставить мероприятия безопасности персонала по HSES, поставщик должен предоставить свои мероприятия защиты безопасности для жизни, здоровья людей, имущества граждан и окружающей среды.
- Наличие договора на страхование персонала от несчастных случаев и профессиональных заболеваний, приложить электронную копию договора.
- Поставщик услуг должен приложить электронные копии договоров на приобретение лицензированной программы или лицензию на программное обеспечение согласно следующему списку:
- лицензионного программного обеспечения (далее ПО) по геологическому и гидродинамическому моделированию месторождения для подсчета запасов УВС;
 - ПО по графическому редактированию;
 - ПО для обработки и интерпретации геофизических исследований скважин:
 - ПО для литологического расчленение разреза и корреляции пластов, хранения и анализа геолого-геофизических данных;
 - ПО для инженерных расчетов строительства скважин.
 - ПО специализированного программного комплекса для выполнения геолого-гидродинамических расчетов (подтвердить договором);
- Наличие у потенциального Поставщика услуг специализированного программного комплекса для выполнения экологических расчетов (подтвердить договором);
- Наличие не менее чем у 2-х сотрудников потенциального Поставщика услуг удостоверений/сертификатов об обучении работе на программном комплексе для выполнения соответствующих расчетов (подтвердить удостоверениями/сертификатами);
- Все сроки действия лицензии должны соответствовать периоду выполнения работ по договору.
- Наличие у потенциального Поставщика услуг в собственности или в аренде здания (офиса) (приложить подтверждающие документы: справка о наличии недвижимости, технический паспорт на здание);
- Наличие гарантийного письма о не привлечении соисполнителей / субподрядных организаций;

	- Наличие в конкурсной заявке потенциального Поставщика услуг Календарного плана выполнения работ; - Наличие у потенциального Поставщика услуг технической оснащенности: компьютерами, принтерами, сканерами, плоттерами (приложить подтверждающие документы); - Потенциальный Поставщик услуг не должен находиться в процедуре банкротства либо ликвидации и находиться в состоянии судебного разбирательства с Заказчиком по ранее заключенным договорам.
Методы контроля исполнения, правила приемки	Контроль выполнения работы и порядок оплаты работы/услуги согласно договору на составление НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Шоба» (с анализом по состоянию на 01.01.2024г). с Проектом ОВВ или РООС.

Тапсырыс беруші

М.О.

Орындаушы

Аскаров Т.С.

Юсубалиев Р.А.

Заказчик

М.П.

Исполнитель

Аскаров Т.С.

Юсубалиев Р.А.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	18
ВВЕДЕНИЕ	19
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
2.1 Характеристика геологического строения.....	25
2.1.1 Тектоника	32
2.1.2 Нефтегазоносность	38
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	39
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	41
2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях	41
2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.....	42
2.3.3 Компонентный состав растворенного газа	43
2.3.4 Состав и свойства газа газовой шапки	43
2.3.5 Физические свойства и химический состав пластовых вод	44
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	45
2.5 Запасы нефти и газа	50
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	66
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	66
3.1.1 Характеристика энергетического состояния залежи	75
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	78
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	78
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	87
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	89
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	91
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	91
3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	92

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	93
3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов	93
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	95
3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	98
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	98
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	99
3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей.....	100
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	104
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	104
4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки.....	108
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр.....	114
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	116
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	116
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	118
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	118
6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин.....	118
6.1.2 Обоснование выбора способа эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	118
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.....	120
6.2.1 Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями	120
6.2.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин.....	121
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	123
6.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	128

6.5 Утилизация попутно-добываемого газа	129
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	131
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	132
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	132
7.1.1 Параметры бурового раствора.....	133
7.1.2 Выбор и обоснование бурового оборудования.....	136
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	137
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....	141
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	143
9.1 Комплекс физико-химических исследований нефти и газа	143
9.2 Комплекс гидродинамических исследований.....	144
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	147
10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу..	Error! Bookmark not defined.
10.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	Error! Bookmark not defined.
10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	Error! Bookmark not defined.
10.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира.....	Error! Bookmark not defined.
10.4 Мероприятия по охране почвенного покрова.....	Error! Bookmark not defined.
10.5 Мероприятия по охране недр	Error! Bookmark not defined.
10.6 Радиационная безопасность	Error! Bookmark not defined.
10.7 Ликвидация аварийных ситуаций	Error! Bookmark not defined.
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	165
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	167
13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.....	171
13.1 Объемы и этапы ликвидационных работ.....	Error! Bookmark not defined.

13.2 Затраты на демонтаж наземного оборудования месторожденияError! Bookmark not defined.

13.3 Рекультивация земли..... Error! Bookmark not defined.

13.4 Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования Error! Bookmark not defined.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ **174**

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 - Динамика освещенности керном и результатами анализов	40
Таблица 2.2.2 - Коллекторы по горизонтальным скважинам .	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.2.3 - Характеристика толщин пластов.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.2.4 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта).....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.2.5 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности ..	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.3.1 - Свойства пластовой нефти	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.3.2 - Физико-химические свойства и состав нефти в поверхностных условиях	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.3.3 - Компонентный состав растворенного газа	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.3.4 - Компонентный состав газа газовой шапки.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.3.5 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.4.1 – Исходные данные для проведения эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти водой	Error! Bookmark not defined.
Таблица 2.4.2 - Результаты определения коэффициента вытеснения	50
Таблица 2.5.1 - Таблица запасов нефти и растворенного в нефти газа и подсчетных параметров	64
Таблица 2.5.2 - Таблица запасов газа газовой шапки и подсчетных параметров	65
Таблица 3.1.1 - Результаты исследования скважин и пластов.....	66
Таблица 3.1.2 - Результаты исследований МУО	73
Таблица 3.1.3 - Результаты исследований КВД/КВУ	74
Таблица 3.1.4 – Начальные и текущие энергетические характеристики пласта.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.1.5 – Общее количество проведенных замеров уровней.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.1.6 – Результаты замеров пластовых давлений в добывающих скважинах за 2011-2021гг	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.1.7 – Динамика замеренных пластовых давлений по скважинам	77
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин	79
Таблица 3.2.2 – Техническое состояние скважин на 01.10.2021г	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.2.3 – Технологические показатели эксплуатации добывающих скважин на 01.10.2021г	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.2.4 - Динамика распределения фонда скважин месторождения в целом по дебитам нефти и жидкости за 2017-2021гг	79
Таблица 3.2.5 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости на 01.10.2021г	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.2.6 - Динамика распределения фонда добывающих скважин месторождения по обводненности за 2017-2021гг	80
Таблица 3.2.7 – Распределение фонда скважин по обводненности продукции на 01.10.2021г	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.2.8 – Характеристика основных технологических показателей разработки. I объект	Error! Bookmark not defined.
Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки. I объект ..	86
Таблица 3.2.10 – Результаты расчета вовлеченных запасов нефти	88
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики I эксплуатационного объекта	94
Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки ...	97
Таблица 3.4.3 – Результаты определения доли неколлектора	99

Таблица 3.5.1- Нормативы для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат	101
Таблица 3.5.2- Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	102
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2	105
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2	106
Таблица 4.1.3 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта	108
Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения по 2 варианту	110
Таблица 4.2.2 - Доход от реализации проекта по 2 варианту .	Error! Bookmark not defined.
Таблица 4.2.3- Эксплуатационные затраты по 2 варианту	Error! Bookmark not defined.
Таблица 4.2.4 - Доход Государства от реализации проекта по 2 варианту	Error! Bookmark not defined.
Таблица 4.2.5 - Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности по 2 варианту	Error! Bookmark not defined.
Таблица 4.3.1 – Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин	Error! Bookmark not defined.
Таблица 5.1.1 -Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения	Error! Bookmark not defined.
Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации добывающих скважин винтовыми насосами..	119
Таблица 6.5.1 – Прогнозные объемы потребления газа на печах подогрева нефти на 2021г	Error! Bookmark not defined.
Таблица 6.5.2 – Прогнозные объемы потребления газа на печах подогрева нефти на 2022г	Error! Bookmark not defined.
Таблица 6.5.3 - Показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Шоба на 2021-2024гг	130
Таблица 7.1 – Рекомендуемая конструкция скважин.....	133
Таблица 7.1.2 - Тип и параметры буровых растворов.....	133
Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. 2 вариант	142
Таблица 9.2.1 - Комплекс исследовательских работ	146
Таблица 12.1.1 – Расчет технологических показателей эксплуатации скважин участка ОПИ	170
Таблица 13.1.1 – Расчет затрат на ликвидацию скважин.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 13.2.1- Демонтаж наземных объектов и сооружений месторождения Шоба	Error! Bookmark not defined.
Таблица 13.3.1 - Расчет затрат на рекультивацию земли.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица 13.4.1 -- Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования (сумма банковского вклада)	Error! Bookmark not defined.
Таблица 13.4.2 - Расчет отчислений на депозитный счет банковского вклада для ликвидации последствий недропользования	Error! Bookmark not defined.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 – Обзорная карта	24
Рис. 2.1.1 - Структурная карта по VI отражающему горизонту.....	Error! Bookmark not defined.
Рис. 2.1.2 - Структурная карта по V отражающему горизонту	37
Рис. 2.1.3 - Структурная карта по III отражающему горизонту	37
Рисунок 2.3.1 – Зависимость газосодержания от давления насыщения.....	Error! Bookmark not defined.
Рисунок 2.3.2 – Зависимость газосодержания от объемного коэффициента	Error! Bookmark not defined.
Рисунок 2.3.3 – Зависимость газосодержания от вязкости	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.1 – Индикаторная диаграмма скважины III-1.....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.2 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-1	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.3 – Индикаторная диаграмма скважины III-3 (04-15.10.2011г)	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.4 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-3 (04-15.10.2011г).....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.5 – Индикаторная диаграмма скважины III-8 (08.10-14.10.2012г) .	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.6 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-8 (08.10-14.10.2012г).....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.7 – Индикаторная диаграмма скважины III-3 (07-16.09.2021г)	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.8 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-3 (07-16.09.2021г).....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.9 – Индикаторная диаграмма скважины III-8 (20-25.08.2021г)	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.10 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-8 (20-25.08.2021г).....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.11 – Индикаторная диаграмма скважины III-10.....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.12 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-10	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.13 – Индикаторная диаграмма скважины III-13.....	Error! Bookmark not defined.
Рис.3.1.14 – Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления скважины III-13	Error! Bookmark not defined.
Рис. 3.2.1 – Графики разработки по месторождению в целом	82
Рис. 3.2.2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	85
Рис. 3.2.3 - Карта разработки по методу нормирования дебитов жидкости.....	Error! Bookmark not defined.
Рис. 3.2.4 - Карта разработки (по методу Щербинина А.А.)...	Error! Bookmark not defined.
Рис. 3.2.5 - Характеристики вытеснения по различным методикам	89
Рис.6.3.1 - Принципиальная схема сбора, подготовки и отгрузки скважин месторождения Шоба.....	127

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П. 2.3.1 - Физико-химические свойства пластовой нефти.....	177
Таблица П.2.3.2 - Физико-химические свойства дегазированной нефти	177
Таблица П.3.2.1 – Исходные данные для построения карты нормированных дебитов жидкости	Error! Bookmark not defined.
Таблица П.3.2.2 – Расчёт радиуса дренирования по методике Щербинина А.А.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица П.3.4.1 -Проектные ГТМ по вариантам.....	Error! Bookmark not defined.
Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант	178
Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант.....	178
Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант	178
Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант.....	178
Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения по 1 варианту.....	178
Таблица П.4.2.2 - Капитальные вложения по 3 варианту.....	178
Таблица П.4.2.3 – Доход от реализации продукции по 1 варианту	178
Таблица П.4.2.4 – Доход от реализации продукции по 3 варианту	178
Таблица П.4.2.5 – Эксплуатационные затраты по 1 варианту	178
Таблица П.4.2.6 – Эксплуатационные затраты по 3 варианту	178
Таблица П.4.2.7 – Доход Государства от реализации проекта по 1 варианту	178
Таблица П.4.2.8 – Доход Государства от реализации проекта по 3 варианту	178
Таблица П.4.2.9 – Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности по 1 варианту	178
Таблица П.4.2.10 – Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности по 3 варианту	178
Таблица П.8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по 1 варианту	178
Таблица П.8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по 3 варианту	178

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/ п	Название приложения	№ прило- жения	Масштаб	Кол- во листо в	Степень секретност и приложени я
1	Структурная карта по отражающему горизонту Т ₂	1	1:10000	1	н/с
2	Геолого-литологические профили по линиям I-I [\] и II-II [\]	2	Гор. 1:10000 Верт. 1:1000	1	н/с
3	Геолого-литологические профили по линиям III-III [\] и IV-IV [\]	3	Гор. 1:5000 Верт. 1:1000	1	н/с
4	Схема обоснования ГНК и ВНК	4	1:10000	1	н/с
5	Горизонт Т ₂ -II а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	5	1:10000	1	н/с
6	Горизонт Т ₂ -IV а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1:10000	1	н/с
7	Карта текущих и суммарных отборов	7	1:10000	1	н/с
8	Карты суммарной и текущей обводненности	8	1:10000	1	н/с
9	Карта изобар	9	1:10000	1	н/с
10	Карты-схемы расположения пробуренных и проектных скважин по вариантам	10	1:10000	1	н/с

РЕФЕРАТ

Работа состоит из 1 тома с текстом и 1 папки с графическими приложениями, в т.ч. 235 страниц текста, 61 таблицы, 27 рисунков, 21 табличного приложения и 10 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, СВОЙСТВА, ЗАПАСЫ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ПРОДУКТИВНОСТЬ, РАЗРАБОТКА, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, ЗАВОДНЕНИЕ, СКВАЖИНА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, НЕФТЕОТДАЧА, ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОКАЗАТЕЛИ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Целью настоящего проекта является совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Шоба.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также утвержденные ГКЗ запасы УВ. На основе анализа текущего состояния разработки обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки, с целью повышения эффективности и вовлечения в активную разработку запасов нефти невырабатываемых зон.

Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки, методами повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков. Рассчитаны экономические показатели разработки месторождения на прогнозный период и по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Обоснованы способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизации промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин и ППД. Представлены рекомендации по методам вскрытия пластов бурением и перфорацией, освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по доразведке, контролю разработки продуктивных горизонтов и эксплуатации скважин, рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – промысел Шоба ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan».

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Шоба с 2020г является ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan», имеющее контракт №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС.

Ранее Контракт на добычу УВС на месторождении Шоба был подписан между Министерством энергетики РК и ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» 1 сентября 2016г сроком действия до 01 сентября 2028г (Гос. рег. №4322-УВС-МЭ). Согласно Дополнению №2 к Контракту (Гос. рег. №4809-УВС-МЭ от 22.04.2020г) Компетентным органом выдано разрешение на переход 100% права недропользования по Контракту №4322-УВС-МЭ от 01.09.2016г на добычу УВС на месторождении Шоба Актюбинской области РК от ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» к ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan».

Комитетом геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов на имя ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» выдан Горный отвод от 17.01.2020г рег. №376 Д-УВ. Площадь Горного отвода составляет 1,94 км². Глубина разработки – до подошвы триасовых отложений.

В 2008г компанией ТОО «Геоплазма» составлен «Проект на проведение геологоразведочных работ на контрактной территории Жаркамыс Западный-1 на период разведки» (Протокол ТУ «Запказнедра» от 12.01.2008г №25/2008). В 2009г компанией «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» выполнены сейсморазведочные работы 2Д общим объемом 670,620 пог.км.

В 2010-2011гг компанией ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1252 кв.км. Сейсмические данные были обработаны в центре обработки данных ТОО «PGS Казахстан» в г. Алматы в период с октября 2010г по май 2011г. По результатам интерпретации проведенных исследований построены структурные карты по III, V, T2, VI отражающим горизонтам. Компанией ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Промежуточный геологический отчет о результатах проведенных 2Д и 3Д сейсмических работ на структуре Шоба, контрактной территории Жаркамыс Западный I (Протокол МД «Запказнедра» от 04.11.2011г №82/2011).

В 2011г на месторождении Шоба пробурены 3 поисково-разведочные скважины, на основании «Проекта на проведение геологоразведочных работ на контрактной территории Жаркамыс Западный-1 на период разведки».

Месторождение Шоба открыто в 2011г при опробовании скважины Ш-1 из триасовых отложений, когда с интервала 747,5-754 м был получен приток нефти дебитом 35,2 м³/сут. В этом году на основе бурения 3-х скважин, были впервые оперативно оценены запасы нефти, растворенного в нефти и свободного газа по состоянию на 15.10.2011г (Протокол ГКЗ от 30.11.2011г №1134-11-П).

В 2012г ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект оценочных работ на площади Шоба контрактной территории Жаркамыс Западный I». Проект рассмотрен и утвержден Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов КГиН МИиНТ РК (протокол №367 от 19.03.2012г). А также составлен «Проект поисковых работ на структурах Кияктысай Северный Северо-восточный, Терсаккан Юго-западный и Шоба контрактной территории Жаркамыс Западный I» (Протокол КГиН МИиНТ РК от 25.07.2012г №423).

В 2012г согласно «Проекту оценочных работ на площади Шоба-1 на контрактной территории Жаркамыс Западный I» на месторождении Шоба пробурены 3 оценочные скважины Ш-7, Ш-8 и Ш-9 (Протокол КГиН МИиНТ РК от 19.03.2012г №367).

В 2012г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на базе оперативных запасов УВ был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Шоба» (ППЭ-2012г), принятый ЦКРР РК и утвержденный КГиН МИиНТ РК на 2 года (Протокол ЦКРР от 25.05.12г №23, Протокол КГиН от 21.06.12г №397). Также в этом году были завершены обработка и интерпретация сейсмического материала сейсморазведочных работ 3Д, проведенных в 2010-2011гг. По результатам дополнительно пробуренных скважин переинтерпретирована структурная карта по Т2 горизонту. Компанией «Береке Энерджи» составлен «Отчёт о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д, выполненных в пределах контрактной территории Жаркамыс Западный-I в 2009-2011гг» (Протокол ЗКО от 18.04.2013г №29/2013). Данные сейсмических исследований 3Д позволили уточнить геологическое строение месторождения.

В 2013г на основе полученных дополнительных данных бурения новых скважин, интерпретации ГИС и результатов сейсморазведочных работ 3Д ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен отчет «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа месторождения Шоба Актюбинской области РК» по состоянию на 01.01.2013г (ПЗ-2013г) и утвержден ГКЗ (Протокол ГКЗ РК от 21.08.13г №1316-13-У).

В 2014г на основе утвержденного ПЗ-2013г для апробации технологии и получения информации по добычным возможностям горизонтальных скважин (ГС) был составлен проект «Дополнение к проекту пробной эксплуатации...» (ДППЭ-2014г). Срок пробной эксплуатации был продлен до июля 2015г (Протокол ЦКРР от 30.05.14г №48/30).

В 2015г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен проект «Технологическая схема разработки месторождения Шоба» (Протокол ЦКРР от 15.05.15г №59/7, Письмо КГиН МИиР РК от 02.06.2015г №27-5-1210-и).

В 2017г с целью уточнения технологических показателей разработки месторождения ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Шоба» на 01.04.2017г (Протокол ЦКРР от 28.07.17г №87/26, Письмо КГиН МИиР РК от 29.08.17г).

В 2021г ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен и рассмотрен ЦКРР РК отчет «Анализ разработки месторождения Шоба» на 01.11.2020г (Протокол ЦКРР от 31.03.2021г №12/5), который не был принят комиссией. При рассмотрении данного проектного документа экспертами ЦКРР РК были даны рекомендации по составлению «Проекта разработки месторождения Шоба».

В 2022г ТОО «КазНИГРИ» составлен «Проект разработки месторождения Шоба» и принят ЦКРР с условием утверждения технологических показателей на 2022-2024гг (протокол ЦКРР РК от 11.10.2022г №31/2).

Основанием для постановки настоящей работы является отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Шоба по состоянию изученности на 01.12.2023г», составленный ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау) в 2024г и утвержденный ГКЗ РК (протокол ГКЗ от 24.05.2024г №2672-24-У). В рамках данного отчета на основе полученных фактических показателей разработки продуктивного горизонта месторождения была проведена переоценка и корректировка начальных извлекаемых запасов нефти, растворенного газа и газа газовой шапки по месторождению.

Утвержденные начальные запасы углеводородов месторождения Шоба составляют:

- Нефти:
 - по категории C_1 : геологические – 1876 тыс.т, извлекаемые – 473 тыс.т;
 - по категории C_2 геологические – 18 тыс.т, извлекаемые – 2 тыс.т.
- Растворенного газа:
 - по категории C_1 : геологические – 49 млн.м³, извлекаемые - 13 млн.м³;
- Запасы газа газовой шапки:
 - по категории C_1 : геологические – 181 млн.м³, извлекаемые - 87 млн.м³.

Целью настоящего проекта является совершенствование системы разработки месторождения Шоба, с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки месторождения с учетом результатов детального анализа, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Шоба, как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя.

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам геологической службы ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» за своевременное предоставление геологической, геолого-промысловой и технической информации, необходимой для составления отчета.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Шоба в географическом отношении расположено в западной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Байганинский район расположен в юго-западной части Актюбинской области. Административный центр – поселок Караулкельды с одноименной станцией расположен на железнодорожной магистрали Кандыагаш-Атырау в 240 км от областного центра города Актобе.

Месторождение Шоба расположено в 50 км от железнодорожной станции Сагиз и в 90 км от районного центра п. Караулкельды. Ближайшие населенные пункты – поселки Ебейти и Копя. Расстояние от месторождения Шоба до наиболее близлежащего поселка Ебейти составляет 12,5 км.

Основными путями сообщения являются железная дорога станции Сагиз и шоссе дороги пос. Караулкельды и станции Сагиз, связывающие с областным центром. От станции Сагиз до населенного пункта пос. Ебейти проходит грейдерная дорога, далее до месторождения проселочные грунтовые дороги.

Областной центр г. Актобе расположен в 360 км к северу от месторождения Шоба (рис. 1.1).

В геоморфологическом отношении район представляет собой полупустынную равнину. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с высотными отметками 100-120 м. На территории имеются многочисленные бессточные впадины, в которых расположены озера и соры, практически пересыхающие в летнее время, но создающие проблемы в остальное время года для проходимости транспорта.

Гидрографическая сеть развита слабо. Территория бедна поверхностными водами. Основной водной артерией, пересекающей площадь, является река Сагиз с ее левым притоком Терсаккан, имеющая широкую долину и узкое русло. Вода в реке весной и в начале лета пресная за счет талых вод, в конце лета горько-соленая, пригодная только для технических нужд. Река Сагиз не имеет постоянного круглогодичного стока. Долина реки узкая, до 30÷60 м, шириной, русло невысокое – 1,5÷2,0 м, но интенсивно размываемое. Питание реки происходит за счет снеготаяния и дождей, поэтому основной объем годового стока (до 80÷90%) приходится на весенний паводок; в остальное время года река сильно мелеет, трансформируясь в непрерывную цепь плесов.

Почва района представлена солончаками.

Животный и растительный мир сравнительно небогат: в районе работ обитают волки, лисы, барсуки, много степных орлов, беркутов, дроф, куропаток и диких уток. Растительный мир представлен исключительно травами, в основном встречается мятник

степной, пырей, полынь, верблюжья колючка и т.д.

Климат района резкоконтинентальный – с продолжительной холодной зимой с устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие колебания сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом плюс 30-45 °С, минимальная зимой – минус 35-45 °С. Годовое количество осадков обычно не превышает 149 мм, которые выпадают в основном в течение осенне-зимнего сезона.

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

Исследуемая площадь пересечена редкой сетью грунтовых дорог, связывающих между собой пос. Ебейти, Копа, Алтай-батыр, а также отдельные участки отгонного животноводства. В летнее время они вполне пригодны для проезда автомашин. Осенью, зимой и весной дороги для автотранспорта становятся непроходимыми.

В экономическом отношении район работ является сельскохозяйственным. Местное население в основном занимается скотоводством.

Вода для питьевых нужд завозится автоцистернами из п. Копа. Обеспечение технической водой для бурения скважин осуществляется из специально пробуренной скважины.

Электроснабжение промысла осуществляется от автономных источников электроснабжения – дизельных электростанций различной мощности, расположенных непосредственно на объектах.

Научно-исследовательские, промыслово-геофизические и лабораторные базы, а также производственный офис ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» расположены в г. Актобе.

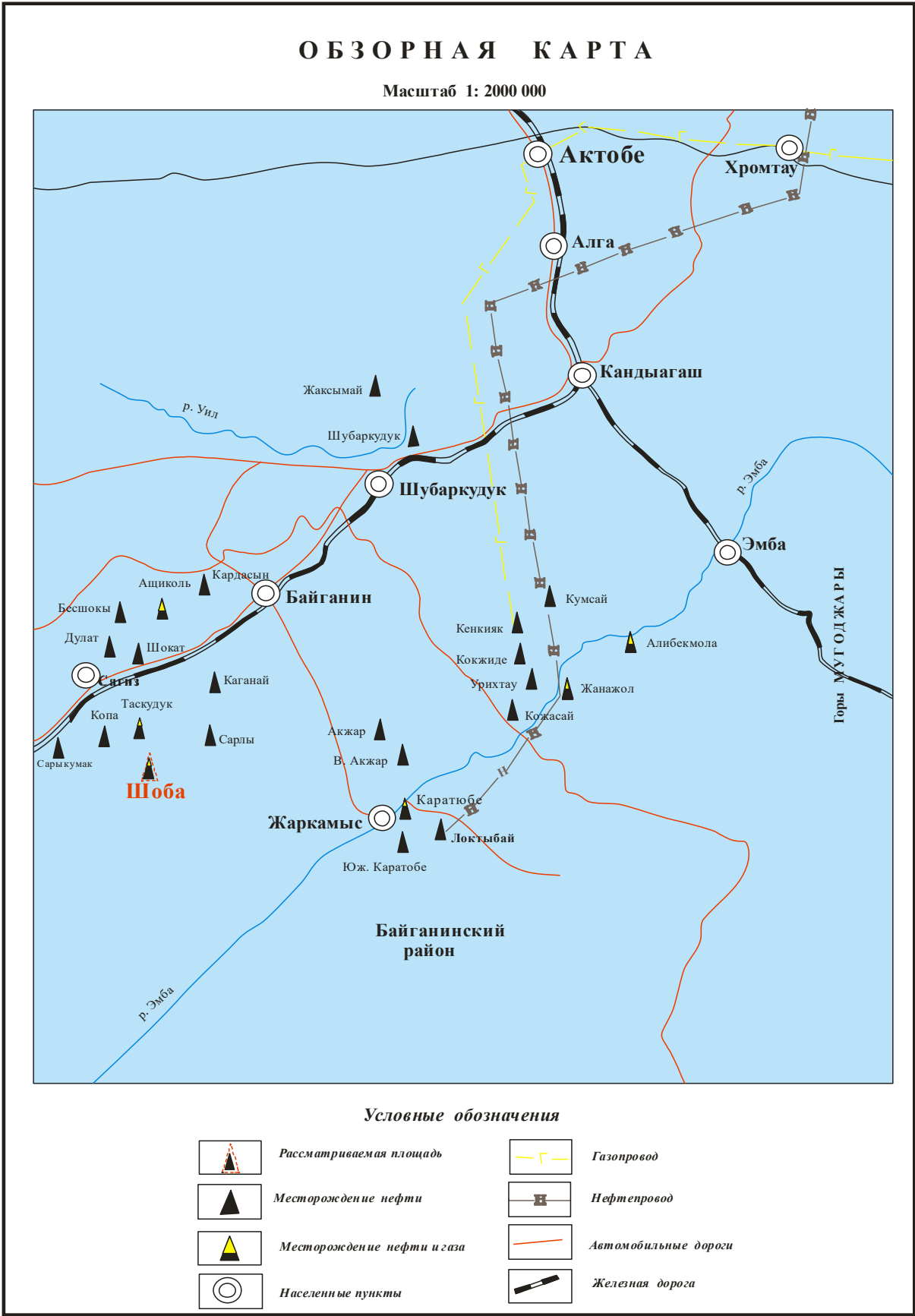


Рис. 1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В пределах контрактной территории с разной степенью детальности изучены надсолевая и соленосная части осадочного чехла Прикаспийской впадины. Максимальная вскрытая глубина 2050м в скважине 201.

На месторождении Шоба поисково-разведочными скважинами вскрыт солевой комплекс, включающий галогенные отложения кунгурского яруса нижней перми и надсолевые, преимущественно терригенные отложения триаса, юры, мела и четвертично-неогеновые. Подсолевая часть отложений бурением не вскрыта.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах скважин за основу приняты стратиграфические разбивки разведочных скважин, разрезы которых достаточно полно освещены палеонтологическими анализами.

Литологическая, геофизическая характеристики стратиграфических единиц и палеонтологическое обоснование возраста пород, вскрытого разреза представлены на сводном геолого-геофизическом разрезе (Папка 1. граф. прилож. №1). Толщины стратиграфических комплексов по скважинам приведены в таблице отбивок стратиграфических границ (табл. 2.1.1).

Пермская система - Р

Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении Шоба, являются породы нижней и верхней перми.

Нижний отдел - Р₁

Отложения нижней перми представлены кунгурским ярусом.

Кунгурский ярус (Р_{1k}) представлен двумя толщами: соленосной и отложением кепрока.

Соленосная толща сложена каменной солью белой, по химическому составу и кристаллическому строению, относящаяся к галиту и ангидритогипсам, от белого до светло-серого, кристаллической, плотной и однородной.

Толща кепрока литологически представлена прослоями каменной соли, ангидрита, мергеля, глины, песчаника.

Ангидрит серый, светло серый, местами слоистый, крепкий, трещиноватый, местами пропитан окисленной нефтью.

Песчаник серый, темно-серый, зеленовато-серый, мелкозернистый, алевролитисто-глинистый, крепкий, на известковистом цементе, с включениями обломков обуглившейся древесины и кремнистых пород.

Глина темно-серая, местами серая, плотная алевролитисто-песчанистая,

известковистая, с включениями гравия и гальки кварца, мергеля.

Мергель серый, плотный, неслоистый, слабоалевритистый.

Толщина кунгурских отложений изменяется от 36 м (скв. Ш-9) до 51,6 м (скв. Ш-1).

Таблица 2.1.1 - Отбивки стратиграфических границ (подошва)

Отдел	Ярус	Индекс	№№ скважин	III-1	III-2	III-3	III-6	III-7а	III-8	III-9	III-10	III-11	III-12	III-13	III-14	III-15	III-16	III-21	III-201
			Альтитуда (ротора), м	117,6	110,3	102,9	125,4	113,1	106,8	113,6	125,69	111,78	106,7	113	125,9	117,5	109,8	115,2	114,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нижний		P+Q	Отметка по каротажу, м	22	22	20	29	28	26	нет данных	-	-	-	-	-	-	25	42	50
			Абсолютная отметка, м	95,6	88,3	82,9	96,4	85,1	80,8		-	-	-	-	-	-	84,8	73,2	64,3
			Толщина, м	22	22	20	29	28	26		-	-	-	-	-	-	25	42	50
	Альбский	K _{1alb}	Отметка по каротажу, м	55	62	93	58	55	52		-	-	-	-	-	-	65	58	116
			Абсолютная отметка, м	62,6	48,3	9,9	67,4	58,1	54,8		-	-	-	-	-	-	44,8	69,2	-1,7
			Толщина, м	33	40	73	29	27	26		-	-	-	-	-	-	40	16	66
	Аптский	K _{1apt}	Отметка по каротажу, м	84	96	136	94	88	101		-	-	-	-	-	-	95	90	146
			Абсолютная отметка, м	33,6	14,3	-33,1	31,4	25,1	5,8		-	-	-	-	-	-	14,8	25,2	-31,7
			Толщина, м	29	34	43	36	33	49		-	-	-	-	-	-	30	44	30
	Барремский	K _{1br}	Отметка по каротажу, м	124	184	210	138	126	143	118	-	-	-	-	-	-	178	179	190
			Абсолютная отметка, м	-6,4	-61,7	-107,1	-12,6	-12,9	-36,2	-4,4	-	-	-	-	-	-	-68,2	-63,8	-75,7
			Толщина, м	40	88	74	44	38	42	118	-	-	-	-	-	-	83	89	44
	Готеривский	K _{1g}	Отметка по каротажу, м	189	216	259	198	198	193	158	-	-	-	-	-	-	224	264	252
			Абсолютная отметка, м	-71,4	-105,7	-156,1	-72,6	-84,9	-86,2	-44,4	-	-	-	-	-	-	-114,2	-64,8	-137,7
			Толщина, м	65	32	49	60	72	50	40	-	-	-	-	-	-	46	85	62
	Валанжинский	K _{1v}	Отметка по каротажу, м	257	300	326,9	258	251	258	226	-	-	-	-	-	-	295	352	354
			Абсолютная отметка, м	-139,4	-180	-224	-132,6	-137,9	-151,2	-112,4	-	-	-	-	-	-	-185,2	-136,8	-239,7
			Толщина, м	68	84	67,9	60	53	65	68	-	-	-	-	-	-	71	88	102
Средний		J ₂	Отметка по каротажу, м	559	585	552	566	569	560	523	574 (574)	605(604)	-	-	-	-	603	603	656
			Абсолютная отметка, м	-441,4	-477,7	-449,1	-440,6	-455,9	-453,2	-409,4	-448,3	-492,2	-	-	-	-	-493,2	-437,8	-541,7
			Толщина, м	302	285	225,1	308	318	302	297	-	-	-	-	-	-	308	251	302
Нижний		J ₁	Отметка по каротажу, м	625	636	625	632	627	639	604	646(637)	644(634)	-	-	-	-	639	631	712
			Абсолютная отметка, м	-507,4	-525,7	-522,1	-506,6	-513,9	-532,2	-490,4	-511,3	-522,2	-	-	-	-	-529,2	-505,8	-597,7
			Толщина, м	66	51	73	66	58	79	81	63	30	-	-	-	-	36	28	56
Средний		T ₂	Отметка по каротажу, м	847,4	861	894,8	856	849	836	807	-	-	-	-	-	-	-	846	956
			Абсолютная отметка, м	-729,8	-750,7	-791,9	-730,6	-735,9	-729,2	-693,4	-	-	-	-	-	-	-	-730,8	-841,7
			Толщина, м	222,4	225	223,8	224	222	197	203	-	-	-	-	-	-	-	215	244
Верхний		P ₂	Отметка по каротажу, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1932
			Абсолютная отметка, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1817,7
			Толщина, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	976
Нижний	Кунгурский	P _{1k}	Отметка по каротажу, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Абсолютная отметка, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Вскрытая толщина, м	51,6	39	48,2	40	41	47	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
забой		P+Q		899	900	943	896	890	883	843	1206	1327	1390	1450	1373	1450	815	869	2050
			Отметка по каротажу, м	22	22	20	29	28	26	нет данных	-	-	-	-	-	-	25	42	50
			Абсолютная отметка, м	95,6	88,3	82,9	96,4	85,1	80,8		-	-	-	-	-	-	84,8	73,2	64,3
			Толщина, м	22	22	20	29	28	26		-	-	-	-	-	-	25	42	50

Верхний отдел – Р₂

Отложения верхней перми вскрыты только в скважине Ш-201, в остальных скважинах отложения перми размыты.

Литологически породы верхней перми представлены глинами (аргиллитами) и песчаниками.

Глина (аргиллит) кирпично-красный, алевроитистый, слабо известковистый.

Песчаник светло-коричневый, редко зеленовато-серый, полимиктовый, мелко-среднезернистый.

В скважине Ш-201 выделен спорово-пыльцевой комплекс.

Среди единичных спор определены *Cyclogranisporites osmundae* Samoil., *Leiotriletes* sp., *L. nigrans* Naum., *Cirratriradites* sp., *Punctatisporites* sp., *Raistrickia* sp., *Retusotriletes arealis* K-M., *Calamospora microrugosa* (Ibr.) Sch., *Reticulatisporites* sp., *Lycospora* sp.

Среди пыльцы распространены *Striatohaploxyrinus* sp., *Protohaploxyrinus* sp., *Piceites* sp., *Cordaitina* sp., *C. uralensis* (Lub.) Samoil., *Florinites luberae* Samoil., *Lebachia* sp., *Ulmannia* sp., *Vittatina* sp., *V. striata* Lub., *V. cincinnata* Lub., *Azonoletes* sp., *Entylissa* sp., *Caytonia* sp.

Вскрытая толщина отложений верхней перми достигает до 976 м в скв. Ш-201.

Триасовая система -Т

Триасовые отложения на исследуемой территории с размывом залегают на отложениях кунгурского яруса и верхней перми.

В разрезе скважин месторождения по каротажным диаграммам, литологическому составу пород выделены отложения среднего триаса.

Средний отдел - Т₂

Литологически отложения среднего триаса сложены песчаниками, глинами, алевролитами, известняками.

Песчаники мелкозернистые, зеленовато-светло-серые, кварцевые, слабосцементированные, пористые, полуокатанные, полуугловатые.

Глины серовато-зеленные, светло-серые, красновато-коричневые, алевроитистые, неслоистые, слюдистые, карбонатные с единичными включениями обломков известняка, пластичная.

Алевролиты светло-серые, разнозернистые, песчанистые, неслоистые, кварцевые, слабо сцементированные, цемент - глинистый, карбонатный.

Известняк тонко-мелкозернистый, алевро-песчаный. Известняк серовато-белый, тонко-мелкозернистый, алевро-песчаный, массивный, средней крепости, с редкими мелкими включениями пирита.

В скважинах Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-201 выделен спорово-пыльцевой комплекс,

датируемый средним триасом.

В споровой части комплекса значительное место занимают представители родов *Leiotriletes* sp., *Dictyophyllidites* sp., *Cyathidites* sp., *Punctatisporites* sp., *Cyclogranisporites* sp., и др.

Среди пыльцы *Chordasporites* sp., *Piceites* sp., *Taeniaesporites* sp., *Klausipollenites* sp., *Vittatina* sp., *Entylissa caperata* и другие.

В среднетриасовых отложениях выделен газонефтяной горизонт Т₂-II и водоносные горизонты Т₂-I, Т₂-III, Т₂-IV. Отражающий горизонт Т₂ приурочен к кровле соответствующего продуктивного горизонта Т₂-II.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 197 м (скв. III-8) до 244 м (скв. III-201).

Юрская система – J

На изучаемой площади бурением выявлены два отдела юрской системы (нижний, средний).

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения залегают с размывом на толще зеленовато-серых глин и песчаников среднего триаса.

Характерными признаками нижнеюрской толщи являются: ее преимущественно глинистая толща с прослоями алевролитов, песчаников.

Глины зеленовато-светло-серые, алевроитистые, неслоистые, слюдистые, с точечными включениями обуглившихся растительных остатков, пластичные, уплотненные.

Песчаник зеленовато-светло-серые, средне-мелкозернистые, алевроитистые, полимиктовые, с редкими включениями кристаллов пирита, слабосцементированные. Формы обломочных частиц полуугловатые, полуокатанные.

В скважинах III-1, III-2, III-3, выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый нижней юрой.

Среди спор встречаются представители родов *Leiotriletes* sp., *Osmundacidites* sp., *Cyclogranisporites* sp., отмечено присутствие таких спор как *Duplexisporites* sp., *Auritulinasporites* sp., *Matonisporites* и др.

В пыльцевой части комплексов отмечено присутствие безмешковой *Perinopollenites* sp., и двухмешковой пыльцы *Qudraeculina limbata* Mal., *Q. anellaeformis* Mal., также встречаются пыльцы хвойных древних, таких как *Protopinus* sp., *Protoconiferus* sp., *Podocarpites major* Bolch и другие.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 28м (скв. III-21) до 81м (скв. III-9).

В подошве нижней юры прослеживается V отражающий горизонт.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские породы со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях нижней юры и литологически представлены песчаниками, глинами и алевролитами.

Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, полимиктовые, мелкозернистые, на глинисто цементе порово-контактного типа, местами уплотненные, средне крепкие, чаще слабо крепкие и сильно разрушенные до отдельных зерен.

Глины серые, алевритистые, неслоистые, уплотненные, пластичные, некарбонатные.

Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, песчанистые, с беспорядочной текстурой, слюдисто-кремнисто-кварцевые, с редкими включениями растительных остатков, слабосцементированные, пористые, полуокатанные.

В скважинах Ш-1, Ш-201, выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый средней юрой.

Споры представлены значительным количеством *Cyathidites* sp., *C. minor* Coup., *C. australis* Coup., *C. punctatus* Coup. Отмечены присутствие *Osmunda* sp., *Microreticulatisporites pseudoalveolatus* (Coup.) Vin и др.

Среди пыльцы встречено большое количество безмешковых *Perinopollenites elatoides* Coup., *Cupressacites* sp., а также *Qudraeculina limbata* Mal., *Classopollis classoides* Pfl. Emend Ros. Et Jans.

Толщина отложений отдела варьирует в пределах от 251 м (скв. Ш-21) до 318 м (скв. Ш-7а).

Меловая система – K

На размытой поверхности юрских отложений без видимого углового несогласия залегают меловые осадочные комплексы.

K подошве меловых отложений приурочен III отражающий горизонт.

Нижний отдел – K₁

Отложения нижнемелового отдела представлены в объеме валанжинского, готеривского, барремского, аптского, альбского ярусов.

Валанжинский ярус-K_{1v} представлен глинами зеленовато-серыми, алевритистыми, неслоистыми, уплотненными, пластичными, слабокарбонатными.

Толщина отложений изменяется от 53 м (скв. Ш-7а) до 102 м (скв. Ш-201).

Готеривский ярус-K_{1g} представлен глинистыми образованиями с прослоями песчано-алевритистых пород.

Глины серые, зеленовато-серые, алевритистые, тонкослоистые.

Песчаники серые, зеленовато-серые, крупнозернистые.

Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, песчанистые, неслоистые.

В скважинах Ш-1, Ш-201, выделен спорово-пыльцевой комплекс, с большим содержанием пыльцы.

Среди спор встречены *Selaginella* sp., *Lygodium* sp., *Trilobosporites* sp., *Callialasporites* sp., *Cicatriporites* sp. и др.

В пыльцевой части доминирует безмешковая пыльца рода *Classopollis* (*Classopolis* sp., *C. classoides* Pfl. Emend Poc. Et Jans., *C. minor* Poc. et Jans.). Значительно содержание различных *Piceapollenites* sp., *pinus* sp., *P. pernobilis* Bolch., *P. Dividuus* Bolch и др.

Толщина отложений изменяется от 32 м (скв. Ш-2) до 85 м (скв. Ш-21).

Барремский ярус-K1br представлен пестроцветной толщей глин. Глины в основном вишнево-красные, зеленовато-серые, плотные, слабо алевритистые, крепкие на карбонатном цементе

В образце керна со скважины Ш-1 слабая насыщенность спорами и пыльцой. В основном встречены гладкие трехлучевые споры *Leiotriletes* sp., *Cyathidites* sp. Единично отмечены миоспоры: *Lycopodium* sp., *Osmunda* sp., *Classopollis* sp., *Perinopollenites* sp., *Qudraeculina limbata* Mal.

Толщина отложений барремского яруса изменяется от 38 м (скв. Ш-7а) до 118 м (скв. Ш-9).

Аптский ярус -K1a. Основную часть разреза составляют глины темно-серые, почти черные, плотные, песчанистые и слабопесчанистые, слюдистые, известковистые.

Толщина пород аптского яруса изменяется от 29 м (скв. Ш-1) до 49 м (скв. Ш-8).

Альбский ярус (K1al) сложен преимущественно глинами, песками, песчаниками. Глины серые и темно-серые, буровато-серые, слюдистые, песчанистые, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Пески серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, кварцево-слюдистые, рыхлые.

Песчаники и алевролиты серые, темно-серые, буроватые, мелкозернистые, известковистые, участками ожелезненные, плотные, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков.

Толщина пород альбского яруса изменяется от 16 м (скв. Ш-21) до 66 м (скв. Ш-201).

Палеогеновая система – Р

Палеогеновые отложения литологически представлены глинами, песками.

Глины зеленые, светло-зеленые, плотные, известковистые, алевритистые.

Пески, гравий ржаво-бурые, кварцевые, хорошо окатанные.

Неогеновая система – N

Отложения неогена представлены глинами с прослоями алевроитов.

Глины зеленые, зеленовато-серые, плотные, алевритистые, известковистые.

Алевриты светло-серые, грязно-белые, преимущественно кварцевого состава.

Четвертичная система - Q

Отложения четвертичной системы распространены практически повсеместно и представлены песками, супесями, суглинками исключительно в континентальных фациях. Толщины их варьируют от нуля до нескольких десятков метров.

2.1.1 Тектоника

Месторождение Шоба расположена на контрактной территории Жаркамыс Западный I, площадь которой составляет 2610 кв.км и входит в пределы листа М-40-XXXII и L-40-II. Территория расположена в пределах Байганинского района Актюбинской области

Контрактная территория Жаркамыс Западный-1 в тектоническом отношении относится к южной половине восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, которая в свою очередь является юго-восточной наиболее опущенной частью Русской платформы.

В пределах контрактной территории Жаркамыс Западный I расположены солянокупольные структуры различной степени изученности: Корумбет (восточная половина), Эбейты, Терсаккан, Мырзаадыр (западная половина), Уайт, Шоба (Шоба-1), Донгелексор-Косколь, Жаман Кобланды, Кияктысай Северный, Кияктысай Южный, Акшоки, Шили-Санкубай, Сарлык (Коханай), Таскудук Юго-Восточный, Таскудук Западный, Шолтобе (рис. 2.1.1).

Особенности строения соленосного и надсолевого комплексов на контрактном участке обусловлены влиянием солянокупольной тектоники. Многократные тектонические процессы привели к образованию соляных гряд, сложно построенных соляных куполов и соединяющих их соляных перешейков, межкупольных депрессий и аномально-активных мульд. Эти структурные элементы, в свою очередь осложнены соляными «карнизами» и «козырьками». Те участки, где соль полностью выжата, получили название «бессолевые окна».

В результате проведенных разведочных работ, включающих обработку сейсмических материалов 3Д и результаты бурения, детализирована структурно-тектоническая модель месторождения Шоба.

Структурная карта по отражающему горизонту T₂, увязанная с данными бурения, использована при построении карт по кровле, подошве коллекторов продуктивных горизонтов, подсчетных планов в надсолевом комплексе – в отложениях среднего триаса.

В геологическом строении месторождения Шоба принимают участие два структурных этажа: соленосный (кунгурский) и надсолевой, включающий интервал разреза

от триасовых до четвертичных отложений.

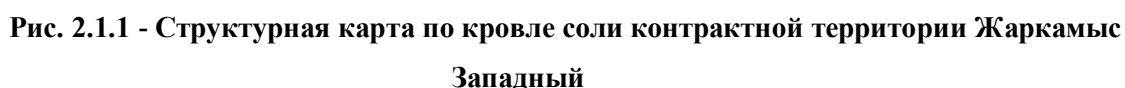
На месторождении Шоба подсолевые отложения бурением не вскрыты.

Солянокупольная структура Шоба расположена в центральной части контрактной территории.

Строение соленосного комплекса. Соляной купол Шоба, расположенный в пределах исследуемого участка контрактной территории на карте по поверхности соленосных отложений, в целом, имеет северо-западное простирание. Платообразный свод соли с минимальными отметками -300м становится более обширным в восточном направлении. Соляное тело характеризуется тремя склонами-северо-восточным, юго-западным и северо-западным.

Наиболее обширный юго-западный склон соли моноклинально погружается вначале полого от отметок 400-500м до отметок 800-900м, затем крутым уступом в глубокую, бессолевую мульду с максимальными отметками -5500м и более. Кровля соли вскрыта скважинами Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-9 на глубинах от -799,6 до -860,1м. В юго-западном направлении переходит в соляной перешеек Шоба – Уйтас, на юге перешейком соединяется с куполом Жаман Кобланды.

Северо-восточный склон соли погружается полого до отметок -1000м в восточной части и до отметок -1400м в западной части склона. Затем крутым уступом погружается на север в глубокую мульду до максимальных отметок в пределах изучаемого участка порядка -5300м).



Северо-восточный и северо-западный склоны перешейком соединяются с соляным куполом Эбейты.

Следует отметить, что наличие бессолевых мульд является благоприятным фактором для миграции УВ вверх по разрезу и формирования залежей нефти и газа в структурно-фациальных зонах в надсолевых отложениях.

Геологическое строение купола по кровле соленосного комплекса отложений характеризует структурная карта по VI отражающему горизонту (граф. прил. 4).

На структурной карте по горизонту Т₂ поднятие Шоба представляет собой брахиантиклинальную структуру, экранированную с северо-востока, солью и с северо-

запада стратиграфическим несогласием. Сводовая часть поднятия имеет достаточно спокойное залегание с минимальными отметками -620м. Гипсометрически все три свода находятся на одинаковом уровне. В пределах свода пробурено 5 скважин Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, и 3 скважины пробурены на периферии в северной (скв. Ш-8, Ш-9) и южной (скв. Ш-201) частях структуры. По имеющимся данным объект моноκлиально погружается на юго-запад до отметок -1050 м. Структурные условия оконтуриваются по изогипсе -740м, размеры по этой изогипсе 4.9х0.7км, амплитуда порядка 120м (граф. прил. 3).

На структурной карте по V отражающему горизонту соляно - купольное поднятие Шоба осложнено грабенами северо-западного и северо-восточного простирания, разделяющими его на три крыла, соответствующим трем склонам соли: северо-восточный, юго-западный и западный (граф. прил. 2).

Обширное юго-западное крыло по имеющимся данным с северо-востока и с северо-запада ограничено грабенами. Амплитуды сбросов грабенов составляют порядка 300м на северо-западе и до 700м на севере. Крыло моноκлиально погружается на юго-запад в глубокую межкупольную зону от минимальных отметок -200м до отметок -1300м. Не исключено, что в сводовой части оно ограничено выходом отложений на дневную поверхность, в связи с этим структурные условия здесь по юрским отложениям не формируются и крыло не представляет интерес в нефтегазоносном отношении. Юго-восточная часть крыла осложнена тектоническими нарушениями различной ориентации амплитуды и протяженности.

Западное крыло по юрским отложениям образует структуру примыкания, ограниченную сбросами грабенов с северо-востока и с юго-востока. Максимальная амплитуда нарушения в сводовой части поднятия достигает 300м. Погружается на запад от минимальных отметок в своде -700м до отметок -1300м в глубокую мульду. Структура оконтуривается по изогипсе -1000м, размеры 2,90км х 1,75км, амплитуда порядка 300м. Крыло на юго-востоке осложнено протяженными малоамплитудными субпараллельными к основному грабену тектоническими нарушениями северо-восточного простирания. В сводовой части нарушение осложняет геологическое строение крыла, но не соединяется со сбросом грабена. Выделяемая в пределах западного крыла структура примыкания, осложненная тектоническим нарушением, представляет нефтепоисковый интерес.

Северо-восточное крыло по юрским отложениям ограничено дугообразным грабеном, прослеженным с северо-запада на восток. В пределах отчетной карты оно достаточно моноκлиально погружается на северо-запад от отметок -250м до отметок -1200м. На северо-западе осложнено малоамплитудными тектоническими нарушениями. В

пределах крыла структурные условия не формируются, и оно не представляет нефтепоисковый интерес.

На структурной карте по III отражающему горизонту соляно - купольное поднятие Шоба осложнено грабенами, как и по V отражающему горизонту, северо-западного и северо-восточного простирания, разделяющими его на три крыла, соответствующие трем склонам соли: северо-восточный, юго-западный и западный (граф. прил. 1).

Юго-западное крыло представляет собой моноклиналь, погружающуюся на юго-запад в глубокую межкупольную зону от отметок +25м до отметок -850м. В сводовой части крыло ограничено выходом отложений на дневную поверхность и структурные условия в пределах этого крыла по меловым отложениям не формируются. Юго-восточная часть крыла осложнена тектоническими нарушениями различной ориентации, амплитуды (от 70м до 100м) и протяженности. Крыло не представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

Западное крыло образует структуру примыкания, ограниченную сбросами грабенов, амплитуды которых по горизонту III колеблются от 250м до 300м. Погружается в западном направлении от минимальных отметок в своде -375м до отметок -825м в глубокую мульду. Крыло на юго-востоке осложнено, как и по отражающему горизонту V, протяженными малоамплитудными субпараллельными к основному грабену тектоническими нарушениями северо-восточного простирания. В сводовой части крыла тектоническое нарушение осложняет геологическое строение структуры, образуя по меловым отложениям два обособленных полусвода-юго-восточный и северо-западный с минимальными отметками -375м и 425м, соответственно. Структура примыкания оконтуривается по общей изогипсе -675м, размеры 3,5кмх2,15км, максимальная амплитуда порядка 300м. Выделяемые структурные условия в пределах этого крыла по меловым отложениям представляют нефтепоисковый интерес.

Северо-восточное крыло по меловым отложениям ограничено, как и по горизонту V, дугообразным грабеном, прослеженным с северо-запада на восток. В пределах отчетного участка оно моноκлиально погружается на северо-запад от отметок -100м до отметок -700м. Северо-западная часть крыла осложнена малоамплитудным тектоническим нарушением субпараллельным грабену. В пределах крыла структурные условия не формируются, и оно не представляет нефтепоисковый интерес.

Глубинное строение структуры представлено на глубинных разрезах (рис. 2.1.2; 2.1.3; 2.1.4).

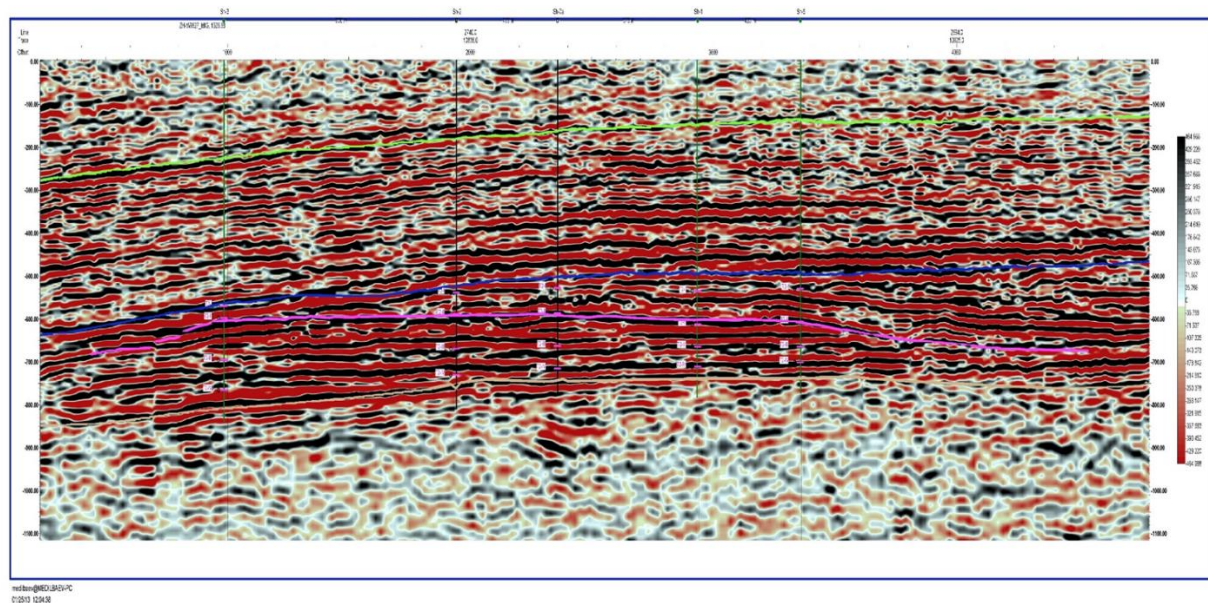


Рис. 2.1.2 - Глубинный разрез через скважины Ш-3, Ш-2, Ш-7а, Ш-1, Ш-6

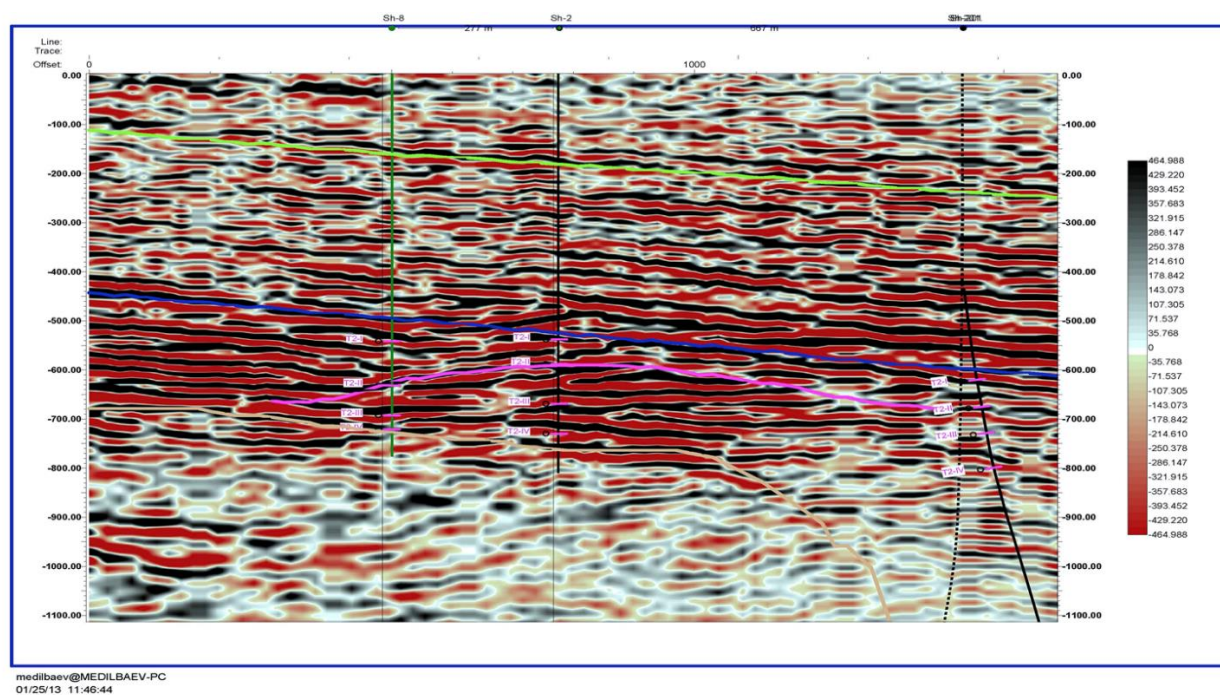


Рис. 2.1.3 - Глубинный разрез через скважины Ш-2, Ш-8, Ш-201



2.1.2 Нефтегазоносность

Продуктивность горизонта доказано опробованием во всех скважинах, где при

испытании получены приток газа дебитом 39,62 тыс.м³/сут (скв. Ш-1) и притоки нефти дебитами от 1,2 (скв. Ш-9) до 114,9 м³/сут (скв. Ш-2).

Максимальная отметка кровли коллектора в своде минус 580 м.

Прямой контакт газ-нефть по данным ГИС установлен в трех скважинах. В скважинах Ш-3 на отметке минус 621,1м, Ш-7а на отметке минус 621,9 м, и в скважине Ш-6 на отметке минус 621,2 м.

ГНК принят на отметке **минус 621,4 м**, как среднее значение, соответствующее разделу газ-нефть в скважинах Ш-3, Ш-6, Ш-7а.

Прямой контакт нефть-вода по данным ГИС установлен в трех скважинах. В скважине Ш-1 на отметке минус 646,7 м, в скважинах Ш-2 и Ш-7а на отметке минус 646,2 м.

ВНК принят на отметке **минус 646,4 м**, как среднее значение, соответствующее разделу нефть-вода в скважинах Ш-1, Ш-2 и Ш-7а.

Высота газовой залежи 41,4 м, нефтяной залежи 25м.

Средневзвешенные значения коэффициентов составляют: пористости газа - 0,27 д.ед, нефти - 0,25 д.ед, газонасыщенности - 0,81 д.ед, нефтенасыщенности - 0,70 д.ед.

Площадь залежи составляет 1400 тыс.м² (Граф. прил. №9).

Пространственное положение ГНК, ВНК по горизонтам показано на схеме обоснования (Папка 2, граф. прил. №8).

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

горизонтов и их неоднородности

Коллектора среднетриасовых продуктивных горизонтов терригенные, поровые литологически представлены песчано-алевритовые породы.

Общие, эффективные, водонасыщенные, нефтенасыщенные и газонасыщенные толщины горизонтов определены по результатам комплекса геофизических исследований, проведенных в разведочных скважинах с учетом кернового материала и данных опробования.

Сведения о пределах изменения общих, эффективных, нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин приведены в таблице 2.2.1.

Распределение нефтенасыщенных, газонасыщенных толщин по площади продуктивного горизонта отражено на картах толщин (Папка 2, граф.прилож.9).

Статистические показатели характеристик неоднородности приведены в таблице 2.2.2.

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов представлены в

таблице 2.2.3.

Горизонт Т-II. Общая толщина коллекторов варьирует в пределах от 55 (скв.Ш-9) до 86м (скв.3), в среднем составляя 68,6 м, эффективная толщина от 16,9 (скв.Ш-9) до 67,2 м (скв.Ш-3), в среднем 41,6 м, эффективная газонасыщенная толщина от 1,1 (скв.Ш-21) до 25 м (скв.Ш-7а), в среднем 14,6м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 0,9 (скв.Ш-21) до 23,1 м (скв.Ш-7а), в среднем 13,1м. Коэффициент расчлененности 10,8 коэффициент песчаности 0,594 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из скважин Ш-2, Ш-3, Ш-7а, Ш-8, где пористость изменяется от 0,111 д.ед до 0,376 д.ед, в среднем составляет 0,261 д.ед., газопроницаемость изменяется от 1,09 до 1525 мкм², в среднем 197,7*10⁻³ мкм².

По гидродинамическим исследованиям, проведенных в скважинах Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-13, Ш-16 проницаемость составляет 0,166*10⁻³ мкм².

По геофизическим исследованиям коэффициент пористости газа определен по 29 определениям в 7-ми скважинах и изменяется от 0,158 до 0,338 д.ед., в среднем составляет 0,251 д.ед., коэффициент пористости нефти определен по 31 определению в 9-ми скважинах и изменяется от 0,157 до 0,356 д.ед., в среднем составляет 0,236 д.ед.

По данным ГИС коэффициент газонасыщенности изменяется от 0,549 до 0,865 д.ед., в среднем 0,765 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности от 0,497 до 0,844 д.ед., в среднем составляет 0,656 д.ед.

Таблица 2.2.1 - Динамика освещенности керном и результатами анализов

Толщина, м	Наименование	Горизонт Т ₂ -II	
Общая	Средняя, м	68,6	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,020	
	Интервал изменения, м	55	86
Эффективная	Средняя, м	41,6	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,037	
	Интервал изменения, м	16,9	65
Газонасыщенная	Средняя, м	14,6	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,138	
	Интервал изменения, м	1,1	23,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	13,1	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,071	
	Интервал изменения, м	0,9	24,5
Водонасыщенная	Средняя, м	10,8	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,039	
	Интервал изменения, м	9,2	29,6

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт	Кол-во скв.	Коэффициент песчаности, д.ед.			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации
Т ₂ -II	9	0,594	0,307 0,822	0,036	10,8	4,0 22,0	0,053

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемос ть, 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент пористости, д.ед.		Нефтенасыщ ен-ность, д.ед.	Газонасыще н-ность, д.ед.
			нефтенасыщ ен-ных пластов	газонасыще н-ных пластов		
Горизонт Т ₂ -II						
Лабораторн ые исследовани я керна	Количество скважин, шт	4	4	-	-	-
	Количество определений, шт	127	132	-	-	-
	Среднее значение	197,7	0,261	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,159	0,337	-	-	-
	Интервал изменения	1,09 - 1,525	0,111 -0,376	-	-	-
Геофизическ ие исследовани я	Количество скважин, шт	-	9	7	9	7
	Количество определений, шт	-	31	29	31	29
	Среднее значение	-	0,236	0,251	0,656	0,765
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,191	0,198	0,101	0,133
	Интервал изменения	-	0,157 -0,356	0,158 - 0,338	0,497 -0,844	0,549 0,865
Гидродинам и-ческие исследовани я	Количество скважин, шт	7	-	-	-	-
	Количество определений, шт	11	-	-	-	-
	Среднее значение	0,166	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,848	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,04 - 0,560	-	-	-	-

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Изучение состава и свойств нефти месторождения Шоба в пластовых и поверхностных условиях проводились в период 2011-2023 гг. в лабораториях ТОО «Хим.Лаб.Сервис КЗ», ТОО «Сейболт», ТОО «Казпетротест», ТОО «КазНИГРИ.

Исследования нефти проводились в соответствии с существующими ГОСТами (ОСТ 39-112-80).

После ПЗ-2013 на месторождении дополнительно отобрано и изучено 5 проб глубинной нефти из 5 скважин, 16 проб дегазированной нефти из 7 скважин и 5 проб растворенного в нефти газа.

Всего на месторождении физико-химические свойства нефти: в пластовых условиях изучены по 14 пробам из 8 скважин, в поверхностных условиях – по 25 пробам из 8 скважин.

2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях

Исследования проб пластовой нефти выполнены компанией ТОО «Казпетротест», расположенной в г. Аксай.

Лабораторные исследования проб пластовой нефти выполнены на установках РVT согласно ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование нефти».

Так же в скважине Ш-3 после проведения ГИС в открытом стволе были отобраны пробы пластового флюида пластоиспытателем на кабеле RCI.

При пластовом давлении и температуре проведены исследования PV-соотношение, и однократное разгазирование, также определены основные параметры нефти: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой и сепарированной нефти, компонентный состав выделившегося газа и разгазированной нефти.

Свойства нефти в пластовых условиях по горизонту Т2-II изучены по 14 пробам, отобранных в скважинах Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-7а, Ш-10, Ш-11, Ш-14 из них 5 проб признаны не кондиционными отобранные из скважин Ш-2, Ш-3, Ш-7а, Ш-11, Ш-14.

Пробы нефти из скважины Ш-3 отобранные 04.10.11г, и из скважин Ш-2, Ш-7а, Ш-11, Ш-14 отбракованы из-за низкого газосодержания.

Результаты исследований по скважинам, горизонтам представлены в табл. 2.3.1.

Горизонт Т2-II.

Пластовая нефть характеризуется плотностью от 0,830 г/см³ до 0,845 г/см³, в среднем - 0,835 г/см³, повышенной вязкостью 12,46мПа*с. Давление насыщения при средней $t_{пл}=29,8^{\circ}\text{C}$ и $R_{пл}=7,41$ МПа составляет в среднем 5,52 МПа, газосодержание – 26,1 м³/т. Объемный коэффициент в среднем - 1,051, пересчетный коэффициент соответственно - 0,951 д.ед.

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 25 проб из 8 скважин (Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-10, Ш-11), из них дополнительно отобрано 18 проб в 7 ми скважинах. Все пробы отобраны из продуктивного горизонта Т2-II.

Пробы отбирались на устье скважин. По поверхностным пробам определены:

- физические свойства нефти;
- плотность в стандартных условиях;
- кинематическая вязкость;
- температура вспышки и застывания, начала кипения;
- групповой углеводородный состав-содержание смол силикагелевых, асфальтенов, парафина, серы;
- фракционный состав -содержание фракций, выкипающих при температурах

100°C, 150°C, 200°C, 250°C, 300°C.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, молекулярная масса (криоскопический метод), фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21534-76, серы ГОСТ 1437-75, механических примесей ГОСТ 6370-83, силикагелевых смол ГОСТ 11858-66, асфальтенов ГОСТ 11858-66, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82, температура вспышки ГОСТ 6356-75, температура застывания ГОСТ 20287-91.

Сведения о составе и свойствах нефти по горизонту, скважинам приведены в табл. 2.3.2.

Ниже приводится характеристика состава и свойств нефти по горизонту в стандартных условиях.

Горизонт Т₂-II. Состав и свойства нефти изучено по 25 пробам из 8-ми скважин Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-10, Ш-11.

Плотность нефти варьирует в пределах от 0,824 до 0,865 г/см³ и в среднем по горизонту составляет 0,857 г/см³, нефть по плотности относится к средним.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистым (0,29% масс), по содержанию парафина к парафинистым (1,8% масс). Температура застывания нефти в среднем минус 23,8°C, вспышки 61,1°C.

Кинематическая вязкость нефти при 20°C, составляет 21,4 мм²/с относится к вязким.

Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,13% масс, асфальтенов - 0,78% масс.

2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

Состав и физические свойства растворенного газа изучены по 16 пробам из 8-ми скважин (Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-7а, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-14) по горизонту - Т₂-II.

Горизонт Т₂-II. В среднем по горизонту содержание метана составляет 85,5 мол.%, этана – 9,95 мол.%, пропана – 1,03 мол.%. Содержание азота 2,5 моль%, углекислого газа 0,32 моль%, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 0,639.

По компонентному составу газ относится к метановым.

Данные о компонентном составе и физических свойствах растворенного газа приведены в табл. 2.3.3.

2.3.4 Состав и свойства газа газовой шапки

В разрезе месторождения наряду с нефтяными залежами выявлена газовая шапка в горизонте Т₂-II.

Состав и свойства газа газовой шапки изучены по 8 пробам, отобранные в скважинах Ш-1, Ш-2 и Ш-3 из них 5 проб отобраны в пластовых условиях из скважин Ш-1, Ш-2 с

интервала 735-743 м, Ш-3 с открытого ствола пластоиспытателем RCI из газовой зоны на глубине 719 м, и 3 пробы с устья скважины Ш-1.

Исследования проведены компанией ТОО «КазНИГРИ» и «КАЗПЕТРОТЕСТ».

В пластовых условиях содержание метана составляет 87,92 моль %, этана – 2,74 моль %, пропана – 0,12 моль %. Инертные газы представлены азотом в количестве 8,87 %моль, кислые углекислым газом в количестве 0,15 %моль. Сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 0,600, вязкость определена по скважине Ш-1 и составил 0,011мПа*с, молекулярная масса 17,37 г/моль, коэффициент сжимаемости (Z) определен по скв Ш-1 и составил 0,888.

В поверхностных условиях содержание метана составляет 88,83моль %, этана – 2,45 моль %, пропана – 0,13 моль %, содержание азота 8,43 %моль, углекислые газ 0,01 %моль. Сероводород отсутствует.

Относительная плотность газа по воздуху – 0,605, вязкость 0,013мПа*с, молекулярная масса 17,52 г/моль. По компонентному составу газ относится: к метановым, сухим.

Компонентный состав в основном состоит из метана его гомологов и незначительного количества инертных и кислых газов.

Компонентный состав и физические свойства свободного газа приведены в табл. 2.3.4, 2.3.5.

2.3.5 Физические свойства и химический состав пластовых вод

После предыдущего ПЗ-2013г на месторождении дополнительно отобраны и проанализированы 12 проб из 6 скважин.

На месторождении Шоба пластовые воды продуктивного горизонта Т2-II изучены по 17 пробам из 6-х скважин (Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-10).

По горизонту Т2-II минерализация пластовых вод изменяется от 204 до 270 г/дм³, в среднем составляет 243 г/дм³. Плотность воды при 200С, изменяется от 1,132 до 1,180 г/см³, в среднем составляет 1,160 г/см³, рН=7 среда щелочная. Общая жесткость составил 115,4 мг-экв/л, вязкость воды составил 1,41 мм²/сек, соленость в составе воды равна 19,90Ве.

По характеристике В. А. Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы.

Сведения о химическом составе и физических свойствах пластовой воды приведены в таблице 2.3.6.

Таблица 2.3.1- Свойства нефти в пластовых условиях

№№ скважин	Интервал исследования, м	Дата отбора проб	№ пробы	Глубина отбора пробы, м	Пластовое давление, МПа	Температура пласта, °С	Давление насыщения при температуре пласта, МПа	Средний коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ /МПа	Средний коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ МПа	Однократное разгазирование								Вязкость динамич.		Организация, проводившиеся исследования	Примечание
										Газо- содержание		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти на глубине отбора пробы, г/см ³	Плотность нефти при давлении насыщения, г/см ³	Плотность сепарированной нефти при 20 °С, г/см ³	Плотность газа по воздуху	При давлении на глубине отбора пробы, МПа* с	Сепарированной нефти, МПа*с		
										м ³ /м ³	м ³ /т										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Горизонт Т ₂ -II																					
Ш-1	747,5-754,0	22-23.07.11г	1	717,8	7,52	28,87	7	-	-	28,8	33,6	1,061	0,06	0,83	0,829	0,857	0,654	10,77	-	ТОО "КАЗПЕТРОТЕСТ"	
			2	714,1		28,87	6,93	-	-	28,6	33,3	-	-	-	-	0,858	0,655	-	-		
Среднее по скважине					7,52	28,87	6,97	-	-	28,7	33,5	1,061	0,06	0,83	0,829	0,858	0,6545	10,77	-		
Ш-2*	735-743	16.09.21г	1	340	6,97	28,15	2,93	18,34	3,02	8,86	10,31	1,019	1,83	0,851	0,845	0,860	0,645	8,24		ТОО "КазНИГРИ"	
	748-751,5																				
Среднее по скважине					6,97	28,15	2,93	18,34	3,02	8,86	10,31	1,019	1,83	0,851	0,845	0,860	0,645	8,24			
Ш-3	откр. ствол	19.05.11г	1	737	7,52	30,1	5,14	-	-	21	24,3	1,049	0,05	0,84	0,839	0,864	0,646	-	-	ТОО "КАЗПЕТРОТЕСТ"	Отбор проб проведен ПИ
			2			30,7	5,79	-	-	22,4	25,9	1,053	0,05	0,838	0,837	0,864	0,638	-	-		
Среднее по скважине					7,52	30,4	5,5	-	-	21,7	25,1	1,051	0,05	0,839	0,838	0,864	0,642	-	-		
Ш-3	730-741	31.08.11г	1	714	7,52	30,85	3,7	-	-	15,3	17,7	1,038	-	-	-	0,863	0,651	-	-	ТОО "КАЗПЕТРОТЕСТ"	
			2	711			3,78	-	-	15,3	17,7	1,039	-	0,845	0,843	0,864	0,652	14,28	-		
Среднее по скважине					7,52	30,85	3,74	-	-	15,3	17,7	1,039	-	0,845	0,843	0,86	0,652	14,28	-		
Ш-3*	730-741	04.10.11г	1		7,52	30,85	7,4	0,98	-	3,5*	4,13*			0,864		0,848	0,758	-	-	рекомбинир.	
Ш-7А*	740-750	05.09.21г		490	7,5	40	2,24	18,01	-	11,17	13,03	1,033	3,22	0,8392	0,834	0,8574	0,727	7,64	-	ТОО "КАЗНИГРИ"	
Ш-8	738-745 746-749	21.07.12г	1	710	6,86	29,6	5,37	-	-	21,1	24,5	1,054	-	0,835	0,834	0,861	0,637	13,18	-	ТОО "КАЗПЕТРОТЕСТ"	
			2	706,5			5,39	-	-	20,7	24	1,05	-	-	-	0,861	0,638	-	-		
Среднее по скважине					6,86	29,6	5,38	-	-	20,9	24,3	1,052	-	0,835	0,834	0,861	0,638	13,18	-		
Ш-10	1093	08.11.14г	1	1093	7,63		6,6	0,83	-	28,8	33,6	1,065	-	0,831	0,83	0,857	0,714	11,61	-	ТОО "КАЗПЕТРОТЕСТ	
Ш-11*		12.01.15г	1	1132	7,63	28	1,86	-	-	5,9*	5,1*	1,015	-	0,858	0,855	0,863	0,641	20,03	-	ТОО "КАЗПЕТРОТЕСТ	
Ш-14*	938,9-1346	28.11.21г		205	6,24	29,5	2,2	17,95	2,1	8,64	10,05	1,020	2	0,844	0,843	0,860	0,646	7,61		ТОО "КазНИГРИ"	
Среднее по горизонту Т ₂ -II					7,41	29,83	5,52	-	-	22,4	26,1	1,051	0,053	0,837	0,835	0,861	0,654	12,46	-		

*- некондиционная проба

Таблица 2.3.2 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№№ скв.	Дата отбора проб	Интервал перфорации, м	Плотность нефти при 20о, г/см3	Кинематическая вязкость, мм2/с					Температура, оС		Групповой углеводородный состав, %						Зольность	Коксуемость	Фракционный состав по Энглеру, %об.						
				20о	30о	40о	50о	100о	вспышки	застывания	Парафин	серы	смола силикагелевых	асфальтен	механических примесей	вода по ДС			НК	100о	150о	200о	250о	300о	
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	
Горизонт Т2-II																									
Ш-1	12.05.11 г.	747,5-754	0,86	-	-	-	11	6	98	-35	1,8	0,33	5	0,23	0,5	2,1	0,01	1,2	114	-	6,3	14,1	23	43	
	13.05.11 г.		0,855	-	-	-	11	6	98	-34	1,81	0,33	5,6	0,23	0,5	0,03	0,01	1,56	113	-	6,4	14,2	27	45	
Среднее по скважине			0,858	-	-	-	11	6	98	-35	1,8	0,3	5,3	0,2	0,5	1,1	0,0	1,4	114	-	6,4	14,2	25,0	44,0	
Ш-2	13.04.11 г.	735-743	0,86	-	-	-	10,3	5,19	100	-35	1,83	0,38	5,38	0,25	0,75	0,65	0,01	1,23	112	-	6,5	14,3	24,7	42,1	
	14.05.11 г.		0,865	-	-	-	15,3	8,19	94	-33	2	0,42	4,95	0,29	0,1	1	0,02	1,28	118	-	6,8	14,3	23,6	30,2	
	24.05.11 г.		0,861	-	-	-	11,8	3,76	48	-24	>5	0,168	3,15	>5	0,031	0,03	0,012	1,01	174	-		4,5	20,5	31,5	
	17.10.2011		0,86				11,81	3,79	22	-36	>5	0,17	4,45	>0,5	0,025	0,03	0,007	1,11	154	-	-	3,5	18,5	33	
	28.06.2014		0,86	24,8	23		13,3	4,8	40	-10	1,45	0,53	2,1	0,97	0,05	13	0,018	1,14		0,6		16		37	
	26.09.2014		0,857	19,9	17,8		10,3	4,5	34	-13	1,35	0,0001	3,6	0,24	0,1	0,2	0,015	1,12					25,2	53,2	
	05.09.2021		0,859	37,76	24,64	16,9	12,03	3,84	89	-43	5,45	0,17	3,31	-	0,02	0,03	0,04	1,03	192			1	14	27	
Среднее по скважине			0,860	27,49	21,81	-	12,1	4,9	61,0	-27,7	2,4	0,26	3,8	0,44	0,15	2,13	0,02	1,13	150	-	7	9	21	36	
Ш-3	09.05.11 г.	730-741	0,864	-	-	-	13	3,94	39	-24	>5	0,146	2,66	>5	0,02	0,03	0,002	1,06	183	-		2,8	11	29,8	
	18.12.2013		0,855	6,15	5,8	5,05	4,25	3,01	63	-16	1,15	0,43	2,9	0,95	0,07	0,8	0,018	1,26		4,8	14	21	34	42	
	28.07.2014		0,862	30	26		16	5,8	49	-10	1,47	0,66	2,2	0,93	0,07	10	0,014	1,11				15		37	
	26.09.2014		0,866	26	24		13	3	63	-7	0,42	0,0001	2,4	1,1	0,36	0,8	0,014	1,03				17,6		34	
Среднее по скважине			0,862	20,7	18,6	5,1	11,6	3,9	53,5	-14,3	1,01	0,31	2,54	0,99	0,13	2,91	0,01	1,12	183,0	4,8	14,0	14,1	22,5	35,7	
Ш-6	19.10.2012		0,870				11,8	4,2		-26	1,56	0,58	2,7	1,025	0,06	2,2						2,5	6,9	15,3	33,1
	18.12.2013		0,856	7,05	6,35	5,05	4,2	3,5	62	-14,6	1,2	0,39	2,18	1,106	0,06	0,8	0,018	1,34		5	9,8	20,4	32	40	
	28.06.2014		0,857	27	25		14	5	32	-12	1,42	0,57	2,4	1,1	0,05	0,3	0,013	1,02		0,2		18		34	
Среднее по скважине			0,861	17,0	15,7	5,1	10,0	4,2	47,0	-17,5	1,39	0,51	2,43	1,08	0,06	1,10	0,02	1,18		2,6	6,2	15,1	23,7	35,7	
Ш-7а	05.02.2013	740-750	0,86	21	16		11	3,8	61,4	-25	1,04	0,05	2,6	1,05	0,04	0,2	2,35	3,01		0,9	6,2	17,2	19,6	33,4	
	18.12.2013		0,85	7,24	6,35	5,8	4,95	3,76	61	-18	1,04	0,48	3,2	0,97	0,06	0,7	0,018	1,26		4,4	12	24	35	44	
	28.06.2014		0,859	24	22		15	4,7	30	-14	1,33	0,5	1,8	0,71	0,06	25	0,018	1,12		0,7		18		36	
	26.09.2014		0,855	19,8	18		12	4,7	36	-12	1,27	0,0001	2,4	1,1	0,465	0,9	0,013	1,1				28		44	
	05.09.2021		0,859	32,3	21,48	14,5	10,86	3,87	83	-37	6	0,2	3,47		0,01		0,04	0,57	170			2	14	31	
Среднее по скважине			0,857	20,87	16,77	10,15	10,76	4,17	54,28	-21,20	2,14	0,25	2,69	0,96	0,13	6,70	0,49	1,41	170	2	9	18	23	38	
Ш-8	18.10.12г.	738-745 746-749	0,860	26	17,8	15	12,1	4,7	73	-25	1,6	0,6	2,5	1,06	0,06	0,1	0,02	1,2	-	отс.	5,2	7,8	12,9	24,9	
	26.09.2014		0,869	28	19		10	4	62	-6	1,47	0,0001	2,8	0,21	0,365	15,5	0,015	1,13				17,6		29,6	
Среднее по скважине			0,865	27,0	18,4	15,0	11,1	4,4	67,5	-15,5	1,54	0,30	2,65	0,64	0,21	7,80	0,02	1,17			5,2	12,7	12,9	27,3	
Ш-10	13.08.2017		0,824	14,8	12,3	8,6	5,9	3,8	68	-41	1,1	0,04	2,1	1,07	0,05	1,8	0,011	1,03		2,8	5,3	14,2	29,7	37,7	
Ш-11	14.07.2017		0,831	12,4	11,6	8,1	6,7	3,8	62	-44	1,17	0,04	2,5	1,03	0,2	28,7	0,014	1,01		1,2	4,7	17,8	24,5	41,5	
Среднее значение по горизонту			0,857	21,4	17,5	9,9	10,9	4,5	61,1	-23,8	1,8	0,29	3,1	0,78	0,16	4,37	0,0113	1,205	147,8	2	7	14	22	37,0	

Таблица 2.3.3 - Компонентный состав выделившегося газа (мольное содержание, %)

№скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора проб, м	№ проб	Содержание компонентов, % мол.													Относительная плотность газа (по воздуху)	молярная масса г/моль	Дата отбора	Организация исполнитель	Примечание
				Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	i-Пентан	n-Пентан	Гексан +высшие	Сероводород	Водород	Кислород	Углекислый газ	Азот					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Горизонт Т ₂ -II																					
Ш-1	747,5-754	717,8	1	83,12	11,74	1,19	0,68	0,17	0,09	0,01	0,07	0	-	-	0,05	2,72	0,654	18,94	22-23.07.11г.	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	
		714,1	2	83,1	11,78	1,21	0,71	0,19	0,09	0,01	0,07	0	-	-	0,06	2,62	0,655	18,97			
среднее по скв.				83,11	11,76	1,2	0,695	0,18	0,09	0,01	0,07		-	-	0,06	2,67	0,655	18,96			
Ш-2	735-743 748-751,5	340	1	85,48	11,39	1,30	0,583	0,198	0,18	0,083	0,096	0			0,046	0,649	0,645	18,65	16.09.2021	ТОО "КазНИГРИ"	
Ш-3	откр. ствол	737	1	83,97	11,69	0,96	0,53	0,10	0,03	0,08	0,04	0	-	-	0,28	2,27	0,646	18,71	19.05.11г.	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	Отбор проб проведен ПИ
		737	2	85,15	10,07	0,87	0,48	0,09	0,03	0,07	0,04	0	-	-	0,3	2,85	0,638	18,48			
среднее по скв.				84,56	10,88	0,92	0,51	0,1	0,03	0,075	0,04		-	-	0,29	2,56	0,642	18,6			
Ш-3	730-741	714	1	82,7	13,52	1,1	0,57	0,10	0,03	0,07	0,03	0	-	-	0,01	1,84	0,651	18,86	31.08.11г.	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	
		711	2	82,73	13,26	1,12	0,62	0,11	0,03	0,01	0,04	0	-	-	0,01	1,96	0,652	18,88			
среднее по скв.				82,72	13,39	1,11	0,6	0,11	0,03	0,04	0,04		-	-	0,01	1,9	0,652	18,87			
Ш-3	730-741	735,5	1	88,71	7,29	0,38	0,04	0,19	0,01	<0,01	0,01	0	-	-	0,56	2,79	0,614	17,79	04.10.12г.	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	реком-бинир
		735,5	2	88,76	7,29	0,38	0,05	0,17	0,01	<0,01	0,01	0	-	-	0,55	2,76	0,614	17,78			
		735,5	3*	66,05	27,21	2,64	1,27	0,23	0,14	0,03	0,12	0	-	-	0,98	1,12	0,758	21,95			
среднее по скв.				88,74	7,29	0,38	0,05	0,18	0,01		0,01	0			0,56	2,78	0,614	17,79			
Ш-7А*	740-750	490	1*	76,87*	16,99	2,04	1,24	0,45	0,40	0,13	0,25	0	-	-	0,216	1,423	0,709		05.09.2021	ТОО КАЗНИГРИ	
Ш-8	738-745 746-749	710	1	85,27	8,89	0,71	0,35	0,06	0,03	0,01	0,06	0	-	-	0,56	3,91	0,637	18,45	21.07.12 г.	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	
		706,5	2	85,15	8,99	0,74	0,36	0,07	0,03	0,01	0,05	0	-	-	0,57	3,88	0,638	18,48			
среднее по скв.				85,21	8,94	0,73	0,36	0,07	0,03	0,01	0,06		-	-	0,57	3,9	0,638	18,47			
Ш-10*	8	1039,3		74,8*	17,43*	2,6*	1,05*	0,3	0,18	0,02	0,16	0	-	-	1,23	2,07	0,714*	20,68	08.11.2014	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	
Ш-11		1132		84,39	8,88	1,02	0,34	0,08	0,02	0,01	0,14	0	-	-	0,57	4,55	0,641	18,57	12.01.2015	ТОО КАЗПЕТРОТЕСТ	
Ш-14				86,14	9,70	2,24	0,40	0,29	0,12	0,08	0,07				0,21	0,74	0,646	18,64	28.11.2021	ТОО "КазНИГРИ"	
Среднее по горизонту				85,5	9,9	1,03	0,40	0,15	0,06	0,04	0,06		-	-	0,32	2,50	0,64	18,48			

Таблица 2.3.4 - Состав и свойства газа в пластовых условиях

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Номер пробы	Глубина отбора проб	Р _{пл} , МПа	Т _{пл}	Коефф. сжимаемости, Z	Содержание, % моль.										Плотность относит.	Вязкость, мПа*с	Теплотворн. <u>высш.</u> , <u>низш.</u> ккал/м ²	Число Воббе <u>низш.</u> , <u>высш.</u> ккал/м ³	молекулярная масса газа, г/моль	Фактор сжимаемости	Организация, проводившая исследования	
								метан	этан	пропан	норм. Бутан	изобутаны	изопентан	норм. пентан	гексаны	сероводород	углекислый газ								азот
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
Горизонт Т ₂ -II																									
Ш-1		28.10.23г.	1		8	25	0,888	86,23	2,32	0,12	0,021	0,049	0,01	0,012	0,012	0,44		10,57	0,573	0,011	<u>8149</u> 7348	<u>9704</u> 10761	16,54	0,998	ТОО КазНИГРИ
Ш-2	738,5-743	23.07.11г.	1	705,8	<u>7,5</u>	<u>29,9</u>		88,54	3,16	0,12	0,02	0,04		0,01	0,01		0,06	8,01	0,606				17,55		ТОО Казпетротест
			2	702,1				88,44	3,05	0,11	0,02	0,04		0,01	0,01		0,08	8,22	0,606				17,55		
среднее по скв.					7,5	29,9		88,49	3,105	0,12	0,02	0,04		0,01	0,01		0,07	8,12	0,606				17,55		
Ш-3	откр. Ствол	19.05.11г.	1	719	<u>7</u>	<u>29,5</u>		88,14	2,59	0,13	0,02	0,05		<0,01	0,01		0,23	8,8	0,608				17,62		ТОО Казпетротест
			2	719				88,23	2,6	0,12	0,02	0,05		<0,01	0,01		0,23	8,74	0,608				17,61		
среднее по скв.					7,4	29,5		88,19	2,6	0,13	0,02	0,05		<0,01	0,01		0,23	8,77	0,608				17,62		
Среднее по горизонту					7,6	28,1	0,888	87,92	2,74	0,12	0,02	0,05	0,01	<0,01	0,01	0,44	0,15	8,87	0,600	0,011			17,37	0,998	

Таблица 2.3.5 - Свойства газа в поверхностных условиях

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Номер пробы	Содержание, % мол.											Плотность газ (расчетная)	Относи плотность газа (по воздуху)	Вязкость, мПа*с	Теплотворн. <u>низш.</u> , <u>высш.</u> ккал/м³	Число Воббе <u>низш.</u> , <u>высш.</u> ккал/м³	молекулярная масса газа, г/моль	Фактор сжимаемости	Организация, проводившая исследования
				метан	этан	пропан	норм. Бутан	изобутаны	изопентан	норм. пентан	гексаны	сероводород	углекислый газ	азот								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт Т2-II																						
Ш-1	устье	28.10.23г.	1	88,95	2,445	0,114	0,012	0,051	0,019	0,008	0,016	0	0,014	8,23	0,7305	0,606	0,013	<u>7558,26</u> 8382,44	<u>9698,16</u> 10788,66	17,556	0,998	ТОО КазНИГРИ
			2	89,023	2,442	0,112	0,011	0,046	0,014	0,005	0,06	0	0,016	8,31	0,7273	0,604	0,013	<u>7503,92</u> 8323,8	<u>9656,49</u> 10714,57	17,462	0,998	
			3	88,519	2,464	0,165	0,016	0,047	0,018	0,012	0,017	0	0,012	8,74	0,7308	0,607	0,013	<u>7487,93</u> 8305,40	<u>9610,99</u> 10660,24	17,551	0,998	
среднее по скв.				88,83	2,45	0,130	0,013	0,048	0,017	0,01	0,031	-	0,01	8,43	0,7295	0,605	0,013	-		17,52	0,998	

Таблица 2.3.6 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№№ скв.	Интервал отбора, м	Дата отбора	Горизонт	Номер пробы	Плотность, г/см ³	pH	Компонентный состав: мг/дм ³						Общая минерализация, мг/дм ³	Общ. мин-я, г/дм ³	Коэффициенты			Микроэлементы, мг/дм ³			Жесткость общ, мг-экв/л.	Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мм ² /сек	Соленость, ‰Be	Тип воды по Сулину	Организация, выполнявшая исследование	
							Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rCa}{rMg}$	$\frac{rCl-rNa}{rMg}$	I	B	NH ₄						
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	
III-2		03.10.2011г	Т ₂ -II		1,171	8	32966	725	780	169863	<20	259,3	260900	260				<0,05	1,61		101,25			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
III-3	774	19.05.2011г.		3	1,132	6,6	80820	905	505	120640	955	-	203870	204	-	-	-	-	1,5	-	-			-	ХК	ТОО "Казпетротест"
				4	1,135	6,57	83000	1020	535	124200	855	-	209650	210	-	-	-	-	1,6	-	-	-		-	ХК	
	730-741	05.10.2011г.		1	1,16	5,97	101913	1830	876	165211	<0,1	-	269925	270	-	-	-	-	-	-	-	-		-	ХК	ТОО "Казпетротест"
2				1,149	6,06	93009	1266	820	149077	<0,1	-	244272	244	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	ХК	
III-3		23.12.2013г			1,175	7,5	120155	1030	678	155652	<9	207,4	265400	265					<0,01						ХК	ТОО "Батысэкопроект"
		11.06.2014г			1,17	7,4	59024	1500	1950	149156	32,9	271,4	266250	266				<0,05	2,32		237,5			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
		03.10.2014г			1,176	6,8	47354	1486	953,4	175144	<20	234,9	259800	260				<0,05	1,09		153,75			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
III-6	754-763	29.04.2013г.			1,17	7,3	81084	391	507	142065	28,8	610	265500	265				<0,05	0,03		87,2			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
		23.12.2013г			1,17	7,45	117704	380	580	152082	<9	488	249200	249					<0,01					ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
		11.06.2014г			1,165	7,6	65141	1250	750	147380	<9	649,6	247100	247				<0,05	3,05		125			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
	754-757	27.10.2023г.			1,156	6,6	75014	779,99	788,82	117622	509,67	602,26	196317	196	0,98	0,6	1,28	12,6	50,54		103,79			ХК	ТОО "КазНИГРИ"	
III-7а		03.10.2014г			1,173	8,1	63440	815	648	206828	<20	283,7	260900	261				<0,05	2,08		94,75	1,4	19,6	ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
III-8		03.10.2014г			1,180	8	21067	895	840	192746	57,6	271,5	254200	254				<0,05	1,2		114,75			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
	738-749	26.10.2023г			1,162	6,8	78444	344,55	1150,2	124601	202,4	294,13	205036	205	0,97	0,18	1,09	16,8	61,18		111,79	1,43	20,5	ХК	ТОО "КазНИГРИ"	
III-10		16.08.2017г			1,116	7,1	70655	417	439	154598	6,6	390,4	248200	248							57,4			ХК	ТОО "Батысэкопроект"	
	915,5-1203	28.10.2023г.			1,155	5,6	75849	433,51	736,53	119378	212,27	581,36	218743	218	0,98	0,36	1,13	14,7	53,2		82,2	1,4	19,7		ТОО "КазНИГРИ"	
Среднее по горизонту					1,160	7,0								243							115,4	1,41	19,9			

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

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

На месторождении Шоба керн анализировался в лаборатории АО «АктюбНИГРИ» скв. Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-9, Ш-201. После подсчета запасов 2013г (ПЗ-2013г) керн на месторождении не отбирался, были проведены дополнительные стандартные и специальное исследования на имеющемся керне по скважине Ш-3 в лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг».

Всего по месторождению определение петрофизических свойств пород произведено на 148 образцах, из них представительными являются 132.

Вскрытая толща среднетриасовых отложений по месторождению составляет 225 м, проходка с отбором керна – 151,8м, вынос керна – 118,97м, что составляет 78% от проходки.

Виды анализов специальных исследований, проведенных на керне представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований, проведенных на керне

Вид исследования	Количество исследованных образцов			
	T ₂ -I	T ₂ -II	T ₂ -III	T ₂ -IV
Специальные исследования				
Вытеснение нефти водой, образец	-	7	-	-
Электрические свойства (Рп и Рн) и кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны		40		
Рентгенодифрактометрический анализ, образец		15		
Относительная фазовая проницаемость керна в системе газ-вода		6		

Петрофизические зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности

В рамках подсчета запасов 2013, в связи с недостаточностью исследований параметра пористости, зависимость $R_p=f(K_p)$ были взяты по аналогии с месторождением Таскудук, $R_n=f(K_v)$ были построены совместно с месторождением Шоба и Таскудук из-за малого количества керна.

Для обоснования методики количественной интерпретации данных ГИС, дополнительно были выполнены петрофизические исследования керновых образцов среднетриасовых отложений по скважине Ш-3.

Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости $R_p=f(K_p)$ построена по данным, полученным при изучении 30-ти образцов, приведены на рисунках 2.4.1, 2.4.2 и описывается следующим уравнением: $R_p = 0.9714 \times K_p - 1.709$ $R^2 = 0.7778$.

Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности $R_n=f$

(Кв) построена по результатам анализов, полученных при изучении 40 образцов (450 определений) и описывается уравнением: $R_n = 1.0589 \times K_p - 1.891$ $R^2 = 0.8984$.

Полученные параметры «m» и «n» использованы при определении нефтегазонасыщенности коллекторов.

Исходные данные, использованные для построения петрофизических зависимостей $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$, приведены в таблицах 2.4.2, 2.4.3.

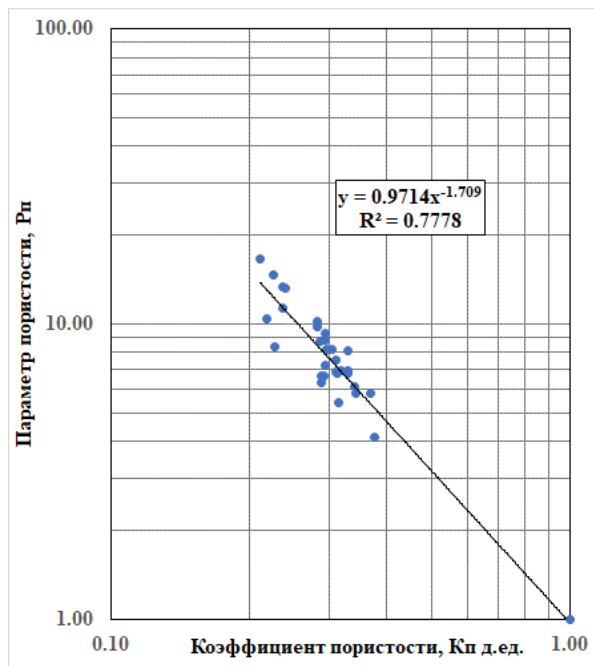


Рис. 2.4.1 - Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости мест. Шоба

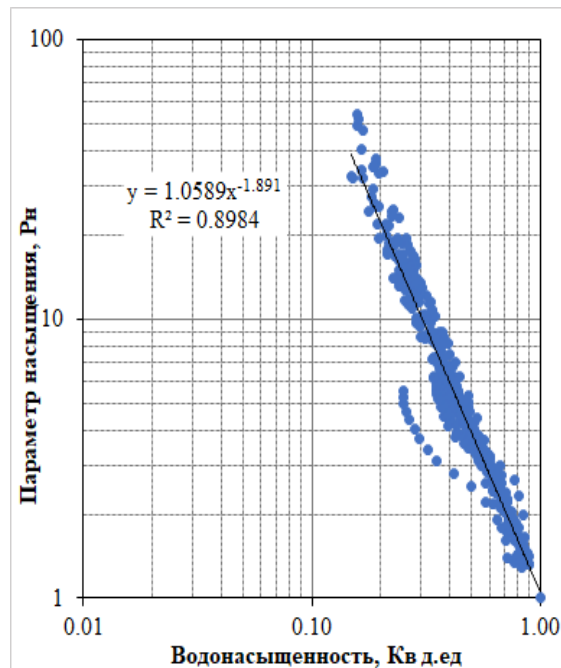


Рис. 2.4.2 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности мест. Шоба

Таблица 2.4.2 - Исходные данные для построения связи $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$

№ п/п	Глубина, м	№ образца	Пористость, д.ед.	Проницаемость по газу, мД	Водонасыщенность образца, д.ед.	Удельное электрическое сопротивление, Ом*м	Параметр пористости	m	Параметр насыщения	n
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
1	720.45	021201001T01H	0.32	555.00	0.26	0.32	6.95	-1.687	11.68	-1.782
2	722.10	021201002T01H	0.23	230.55	0.15	0.39	8.36	-1.433	32.25	-1.821
3	722.33	021201002T02H	0.24	302.50	0.19	0.63	13.39	-1.802	21.95	-1.882
4	743.63	021201005T01H	0.29	114.40	0.23	0.30	6.34	-1.478	18.92	-1.974
5	745.16	021201007T01H	0.33	495.00	0.23	0.38	8.08	-1.876	24.52	-2.161
6	746.56	021201008T03H	0.33	560.00	0.24	0.33	6.97	-1.742	19.45	-2.060
7	747.23	021201009T01H	0.34	940.00	0.25	0.27	5.82	-1.646	14.94	-1.964
8	749.00	021201011T01H	0.22	124.23	0.29	0.49	10.42	-1.541	12.25	-1.989
9	749.12	021201011T02H	0.29	487.50	0.16	0.31	6.66	-1.522	49.14	-2.113
10	749.90	021201012T01H	0.24	190.43	0.19	0.53	11.37	-1.685	29.00	-2.003
11	750.45	021201012T02H	0.23	287.50	0.28	0.69	14.72	-1.807	16.05	-2.095
12	753.65	021201015T01H	0.29	292.50	0.20	0.34	7.26	-1.613	19.53	-1.816
13	756.74	021201017T01H	0.29	255.00	0.19	0.38	8.23	-1.724	25.80	-1.940
14	757.15	021201017T02H	0.28	262.50	0.19	0.46	9.76	-1.795	37.29	-2.164
15	757.62	021201018T01H	0.34	635.00	0.19	0.29	6.12	-1.683	25.40	-1.947
16	758.05	021201018T02H	0.21	252.50	0.17	0.78	16.64	-1.809	40.68	-2.063
17	760.92	021201021T01H	0.37	1525.00	0.25	0.27	5.83	-1.765	14.80	-1.925
18	761.20	021201021T02H	0.33	747.50	0.25	0.32	6.80	-1.724	16.44	-1.953
19	761.77	021201022T01H	0.30	233.70	0.24	0.38	8.16	-1.756	16.25	-1.964
20	762.14	021201022T02H	0.31	252.50	0.23	0.35	7.53	-1.723	13.97	-1.786
21	763.17	021201023T01H	0.31	95.63	0.29	0.32	6.82	-1.651	9.73	-1.797
22	764.97	021201025T01H	0.24	73.05	0.29	0.62	13.25	-1.808	13.90	-2.125
23	765.35	021201025T02H	0.31	362.50	0.16	0.25	5.40	-1.451	33.92	-1.914
24	766.30	021201026T01H	0.29	111.10	0.28	0.41	8.75	-1.731	16.80	-2.185
25	766.64	021201026T02H	0.38	128.00	0.25	0.19	4.13	-1.451	12.75	-1.856
26	767.00	021201027T01H	0.28	63.23	0.27	0.48	10.22	-1.838	13.37	-1.941
27	769.13	021201029T01H	0.31	307.50	0.28	0.32	6.87	-1.647	13.47	-2.051
28	770.95	021201031T01H	0.29	141.80	0.16	0.41	8.84	-1.781	53.77	-2.143
29	771.25	021201031T02H	0.29	180.83	0.24	0.31	6.63	-1.531	13.45	-1.826
30	772.05	021201032T01H	0.29	180.10	0.22	0.43	9.29	-1.814	17.04	-1.846

Таблица 2.4.3 - Исходные данные для построения связи $R_n=f(K_v)$

Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм
6311.0	0.77	1.35	6314	0.76	1.37	6317	0.85	1.32	6320	0.82	1.38	021201002T02H			021201009T01H		
	0.73	1.71		0.71	1.74		0.81	1.63		0.75	1.77		0.84	1.47		0.89	1.32
	0.70	2.06		0.68	2.11		0.76	1.93		0.71	2.15		0.69	2.13		0.79	1.70
	0.67	2.41		0.65	2.47		0.72	2.27		0.67	2.53		0.56	3.13		0.69	2.19
	0.62	2.77		0.63	2.84		0.68	2.59		0.62	2.92		0.43	4.95		0.58	2.95
	0.55	3.12		0.54	3.22		0.60	2.90		0.58	3.30		0.34	8.40		0.49	4.38
	0.50	3.47		0.46	3.58		0.54	3.23		0.54	3.68		0.28	11.65		0.40	6.12
	0.45	3.84		0.43	3.94		0.51	3.54		0.50	4.07		0.25	13.91		0.33	9.77
	0.43	4.18		0.40	4.31		0.47	3.87		0.46	4.45		0.23	16.73		0.29	12.11
	0.41	4.53		0.39	4.68		0.43	4.18		0.42	4.83		0.21	19.92		0.27	14.01
	0.40	4.88		0.37	5.04		0.39	4.51		0.40	5.21		0.19	21.95		0.25	14.94
	0.39	5.24		0.36	5.41		0.37	4.83		0.38	5.60	021201005T01H			021201011T01H		
	0.37	5.37		0.36	5.77		0.36	5.15		0.37	5.80		0.87	1.43		0.88	1.36
	0.36	5.50		0.34	6.14		0.35	5.49		0.36	6.00		0.75	1.79		0.76	1.85
	0.36	5.69		0.34	6.25		0.35	5.83		0.36	6.20		0.65	2.38		0.67	2.45
6312	0.90	1.32	6315	0.88	1.35	6318	0.72	1.40	021201001T01H				0.54	3.59		0.58	3.12
	0.86	1.65		0.80	1.70		0.68	1.79		0.884	1.34		0.46	4.89		0.49	4.12
	0.84	1.99		0.76	2.04		0.62	2.18		0.773	1.62		0.37	7.25		0.43	5.59
	0.81	2.32		0.71	2.39		0.58	2.58		0.667	2.24		0.32	10.41		0.37	7.93
	0.77	2.65		0.68	2.74		0.55	2.98		0.565	3.01		0.26	14.61		0.31	10.37
	0.67	2.98		0.57	3.09		0.52	3.37		0.471	4.19		0.24	16.95		0.29	11.46
	0.55	3.31		0.48	3.43		0.49	3.77		0.397	5.32		0.23	18.92		0.29	12.25
	0.52	3.64		0.42	3.78		0.47	4.16		0.343	7.24	021201007T01H			021201011T02H		
	0.51	3.98		0.40	4.12		0.47	4.56		0.299	8.67		0.89	1.34		0.86	1.48
	0.49	4.31		0.38	4.48		0.45	4.95		0.264	11.36		0.78	1.87		0.73	2.05
	0.47	4.65		0.37	4.83		0.44	5.35		0.257	11.68		0.67	2.48		0.60	3.21
	0.46	4.97		0.36	5.17		0.42	5.74	021201002T01H				0.57	3.67		0.49	4.85
	0.44	5.31		0.35	5.41		0.41	6.13		0.817	1.51		0.48	5.05		0.38	8.56
	0.42	5.65		0.35	5.58		0.40	6.29		0.687	2.08		0.40	7.46		0.32	12.18
	0.42	5.92		0.35	5.76		0.40	6.46		0.576	2.96		0.34	10.77		0.27	17.49
6313	0.83	1.29	6316	0.80	1.44	6319	0.90	1.42		0.467	4.20		0.28	16.28		0.22	24.28
	0.71	1.61		0.74	1.87		0.81	1.80		0.362	6.66		0.24	23.08		0.19	35.61
	0.65	1.91		0.69	2.3		0.71	2.19		0.276	11.00		0.23	24.52		0.16	49.14
	0.58	2.22		0.65	2.73		0.65	2.59		0.213	17.73	021201008T03H			021201012T01H		
	0.50	2.51		0.61	3.16		0.59	2.99		0.177	24.21		0.87	1.44		0.86	1.47
	0.42	2.81		0.54	3.6		0.54	3.39		0.152	32.10		0.74	1.89		0.73	2.02
	0.35	3.12		0.50	4.03		0.50	3.80		0.149	32.25		0.64	2.68		0.61	2.74
	0.32	3.42		0.47	4.47		0.46	4.20					0.54	3.80		0.51	4.21
	0.30	3.74		0.46	4.9		0.45	4.60					0.44	5.55		0.42	5.95
	0.28	4.03		0.44	5.33		0.42	5.01					0.36	8.17		0.35	8.83
	0.27	4.34		0.43	5.76		0.41	5.41					0.30	12.35		0.30	12.30
	0.26	4.64		0.42	6.19		0.40	5.81					0.27	15.88		0.25	17.13
	0.25	4.95		0.40	6.31		0.39	6.21					0.25	18.76		0.22	21.60
	0.25	5.25		0.39	6.44		0.38	6.51					0.24	19.45		0.19	29.00
	0.25	5.55		0.39	6.57		0.38	6.81									

Продолжение таблицы 2.4.3

Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм	Номер образца	Кв, д.ед	Рн, Омм
021201012Т02Н			021201018Т01Н			021201022Т01Н			021201025Т02Н			021201029Т01Н		
	0.84	1.57		0.85	1.44		0.90	1.32		0.84	1.49		0.88	1.33
	0.71	2.25		0.71	2.13		0.81	1.55		0.70	2.10		0.76	1.89
	0.59	3.09		0.57	3.07		0.71	2.04		0.58	3.00		0.65	2.50
	0.48	4.97		0.45	5.08		0.62	2.68		0.46	4.84		0.57	3.38
	0.37	9.02		0.34	8.59		0.54	3.57		0.36	7.39		0.49	4.65
	0.33	10.36		0.25	15.01		0.47	4.69		0.25	14.04		0.42	5.88
	0.30	12.94		0.23	18.38		0.40	6.66		0.22	18.64		0.37	7.99
	0.28	14.13		0.21	21.84		0.33	9.13		0.18	27.24		0.33	10.28
	0.28	14.99		0.20	25.39		0.27	13.16		0.17	31.76		0.29	13.13
	0.28	16.05		0.19	25.40		0.24	16.25		0.16	33.92		0.28	13.47
021201015Т01Н			021201018Т02Н			021201022Т02Н			021201026Т01Н			021201031Т01Н		
	0.83	1.49		0.87	1.40		0.85	1.45		0.88	1.45		0.82	1.61
	0.68	2.10		0.74	2.04		0.72	1.84		0.76	1.86		0.68	2.36
	0.57	3.01		0.61	2.97		0.62	2.43		0.64	2.71		0.55	3.70
	0.46	4.48		0.51	4.26		0.53	3.25		0.53	4.43		0.44	6.22
	0.37	6.26		0.41	6.74		0.46	4.35		0.43	6.99		0.35	10.16
	0.30	9.49		0.33	9.73		0.39	5.57		0.37	8.95		0.26	19.32
	0.27	11.16		0.28	14.67		0.34	7.20		0.33	11.46		0.20	33.25
	0.24	14.36		0.23	23.36		0.29	10.07		0.29	15.57		0.17	47.56
	0.21	17.36		0.18	35.17		0.24	13.08		0.28	16.10		0.16	51.83
	0.20	19.53		0.17	40.68		0.23	13.97		0.28	16.80		0.16	53.77
021201017Т01Н			021201021Т01Н			021201023Т01Н			021201026Т02Н			021201031Т02Н		
	0.87	1.46		0.88	1.34		0.83	1.52		0.89	1.34		0.84	1.45
	0.74	1.98		0.77	1.67		0.73	1.93		0.78	1.74		0.69	2.10
	0.64	2.39		0.66	2.38		0.62	2.45		0.67	2.13		0.55	3.17
	0.55	3.41		0.59	2.84		0.54	3.08		0.58	2.92		0.45	4.46
	0.46	4.76		0.51	3.89		0.45	4.43		0.49	4.09		0.40	5.78
	0.37	7.70		0.45	5.01		0.38	6.21		0.42	5.46		0.35	6.97
	0.28	12.53		0.38	6.81		0.31	8.49		0.36	7.33		0.31	8.71
	0.24	16.63		0.33	8.54		0.30	9.50		0.30	10.00		0.28	10.96
	0.21	21.30		0.29	11.51		0.29	9.71		0.27	11.78		0.26	12.70
	0.19	25.80		0.25	14.80		0.29	9.73		0.25	12.75		0.24	13.45
021201017Т02Н			021201021Т02Н			021201025Т01Н			021201027Т01Н			021201032Т01Н		
	0.85	1.50		0.86	1.47		0.88	1.38		0.87	1.42		0.85	1.50
	0.72	2.20		0.73	1.96		0.76	1.83		0.74	1.98		0.70	2.05
	0.59	3.31		0.62	2.63		0.66	2.58		0.64	2.45		0.58	2.96
	0.48	5.28		0.51	4.01		0.56	3.69		0.54	3.33		0.50	3.82
	0.40	8.14		0.43	5.25		0.47	5.10		0.46	4.95		0.43	5.13
	0.33	11.39		0.35	8.07		0.41	6.78		0.38	7.18		0.38	6.13
	0.26	18.54		0.27	12.96		0.37	8.81		0.31	9.78		0.33	8.60
	0.20	33.61		0.25	15.20		0.33	11.37		0.29	11.77		0.28	11.46
	0.19	36.00		0.25	15.44		0.30	13.52		0.28	12.77		0.24	14.85
	0.19	37.29		0.25	16.44		0.29	13.90		0.27	13.37		0.22	17.04

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность, определены методом центрифугирования по тем же образцам, на которых определен P_n . Изучение данных параметров выполнено для 10 образцов из скважин Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8 приведены на рисунке 2.4.3.

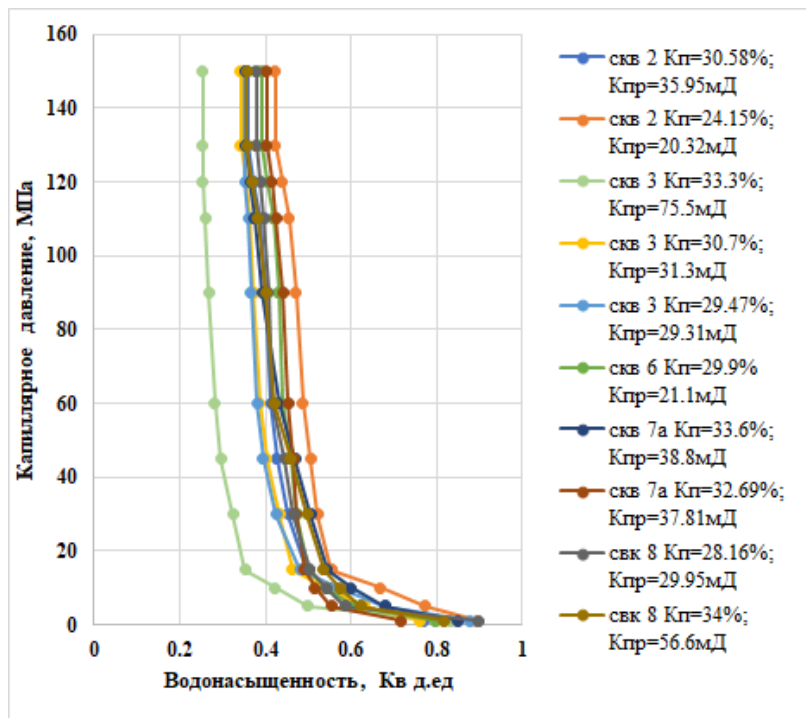


Рис. 2.4.3 - Кривые капиллярного давления

На сегодняшний день изучение данных параметров выполнено для 30 образцов из скважин Ш-3. Анализ кривых капиллярного давления выполнен путем дренирования через полупроницаемую мембрану для моделирования процесса замещения, который происходит в пластах коллектора между несмешивающимися жидкостями (рис. 2.4.4).

Кривые капиллярного давления определены при $P_k = 1.4$ МПа системе «вода-нефть». Необходимо отметить, что под термином остаточная водонасыщенность имеется ввиду водонасыщенность, полученная при достигнутом в эксперименте максимальном капиллярном давлении. Метод заключается в измерении содержания воды в капиллярметрической установке с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца азотом. По результатам эксперимента построены кривые зависимости $P_k = f(K_v)$. Характер указанной зависимости в значительной степени определяется проницаемостью к пористых сред. При этом большему значению проницаемости соответствует меньшее значение остаточной водонасыщенности.

Значения достигнутой в экспериментах остаточной водонасыщенности (S_{vo}) в зависимости от пористости и проницаемости, представлен на рисунке 2.4.5.

Установленные соотношения описываются уравнениями:

$$K_{ов} = 0.509(K_{п})^{-0.0854} (R^2 = 0.0167)$$

$$K_{ов} = 0.5026(K_{пр})^{-0.018} (R^2 = 0.0494)$$

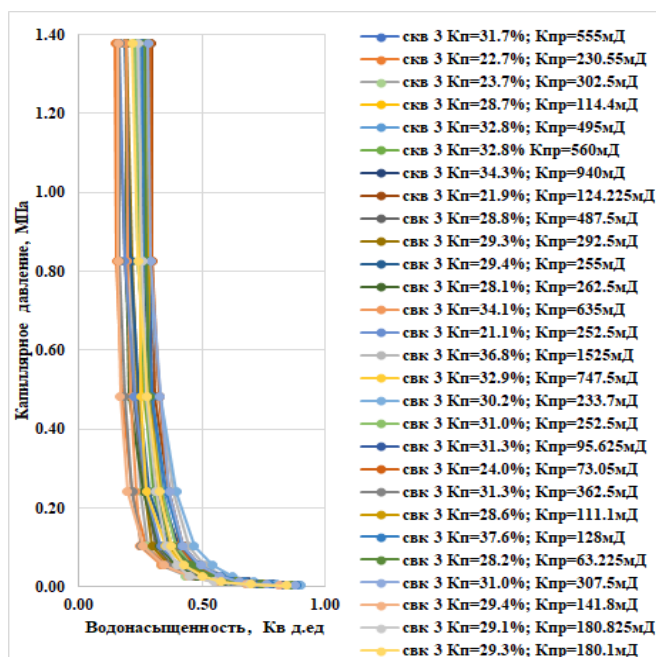


Рис. 2.4.4 - Кривые капиллярного давления скважины Ш-3

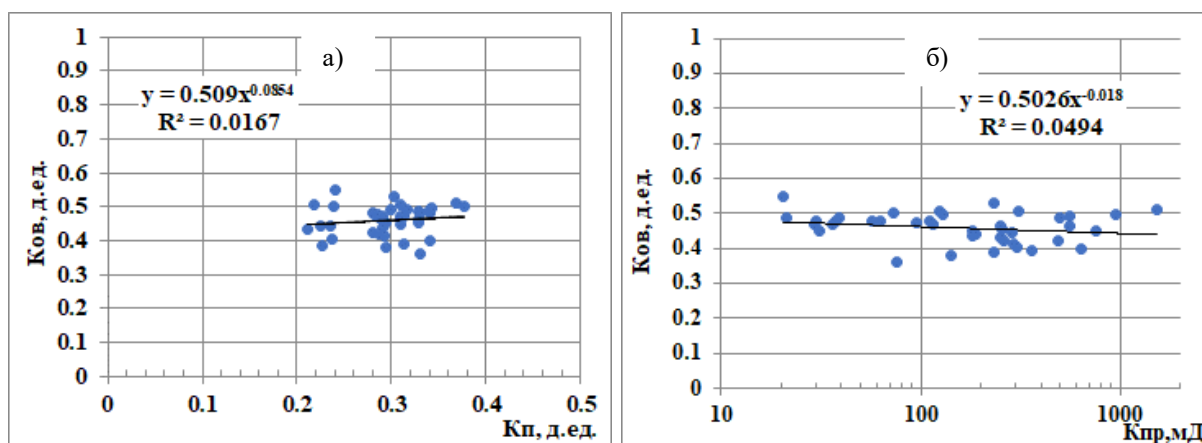


Рис. 2.4.5 - Сопоставление остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б)

Сопоставление объемной плотности и коэффициента пористости. Сопоставление получена по данным 33 образцов и описывается уравнением $G=0,0268K_{п}+2,6803$ при $R^2=0.9679$ (рис. 2.4.6). Полученное из уравнения значение плотности скелета $2,68 \text{ г/см}^3$ использована при интерпретации ГИС.

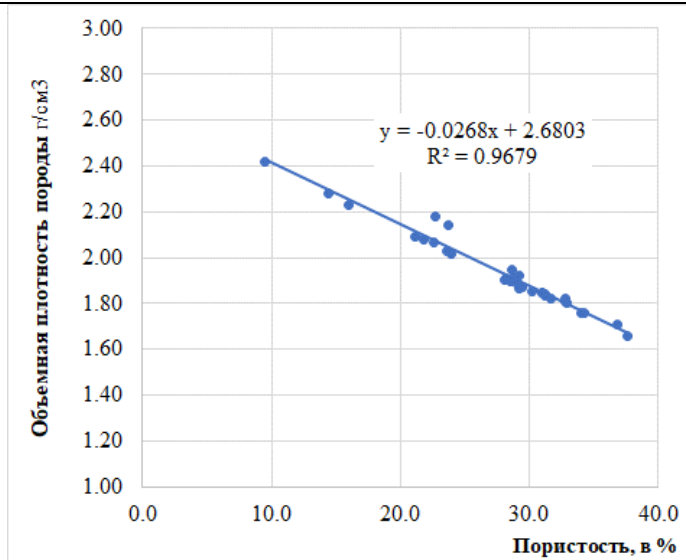


Рис. 2.4.6 - Сопоставление объемной плотности и коэффициента пористости

Сопоставление плотности зерен с пористостью приведено на рисунке 2.4.7. Полученные уравнения зависимости зерновой плотности – $\rho_{\text{бск}} = f(K_{\text{п}})$ по данным керна имеют вид: $G = -0,0008K_{\text{п}} + 2,7142$.

Судя по описанию керна, в песчаниках отмечаются единичные прослои глин зеленых, мощностью от 1,0 до 4,0 см. В шлифах между обломочными зернами наблюдается глинистый материал в тонкодисперсном состоянии (плотность сухих глин $=2.71 \text{ г/см}^3$). В отдельных случаях отмечается контакт песчаников с гравелитами. Нередко в гравелите отмечаются пятна гидроокислов железа, короткие, тонкие трещины, заполненные полупрозрачным кальцитом. В нижних горизонтах триаса эпизодически встречаются известняки светло-серые, тонкокристаллические, перекристаллизованные, крепкие, плотные, со следами ожелезнения.

Вышеперечисленные литологические разности скорее всего и повлияли на завышение зерновой плотности пород.

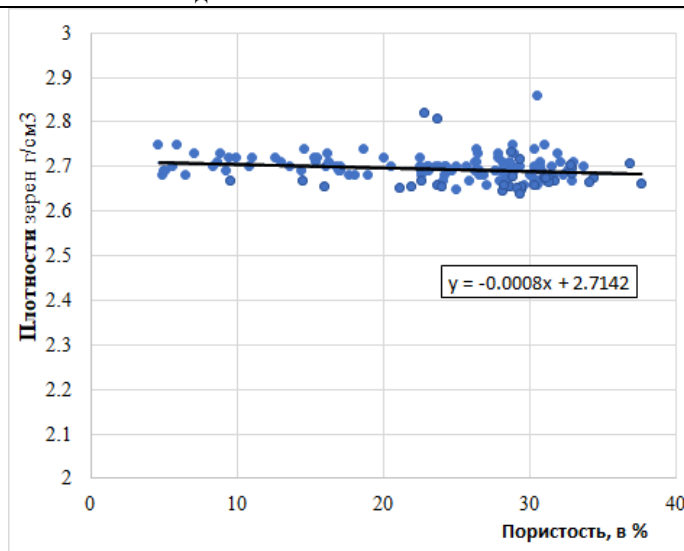


Рис. 2.4.7 – Сопоставление минералогической плотности от коэффициента пористости

Сопоставление проницаемости и пористости от содержания объемной глинистости, объемной карбонатности. Для получения максимальных значений объемной глинистости и объемной карбонатности, были построены сопоставления пористости от содержания глинистых и карбонатных частиц.

Содержание объемной глинистости среднетриасовых отложений неравномерно и по анализам максимальное значение ее равно 24,1%.

Значение объемной карбонатности ($K_{карб}$) меняется от 2,3 до 26,27%, в двух случаях 41.73 и 56.87%, отсюда следует, что породы высококарбонатные. (рис. 2.4.8-2.4.9).

На рисунке 2.4.10 значение коэффициента $K_{глгр}$ по данным керна среднетриасового горизонта с соседнего месторождения Таскудук не превышает 40%. Значение объемной глинистости были сопоставлены совместно с месторождением Шоба и Таскудук из-за малого количества керна.

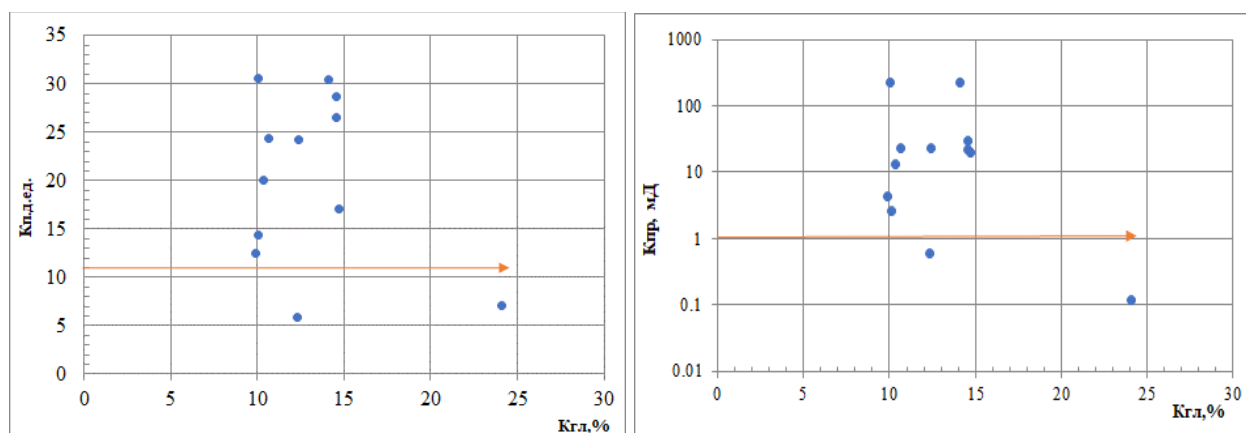


Рис. 2.4.8 - Сопоставление пористости и объемной глинистости, проницаемости и объемной глинистости

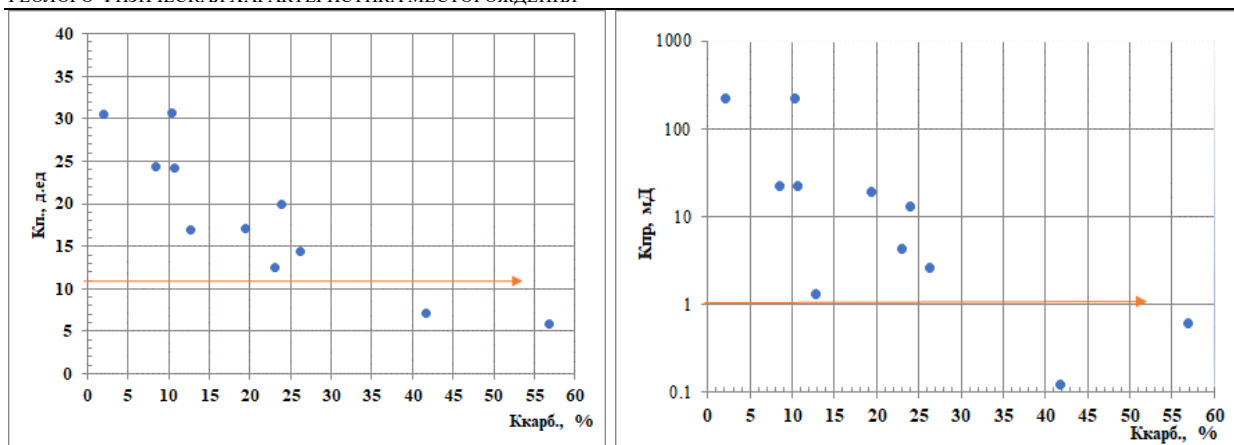


Рис.2.4.9 - Сопоставление пористости и объёмной карбонатности, проницаемости и объёмной карбонатности

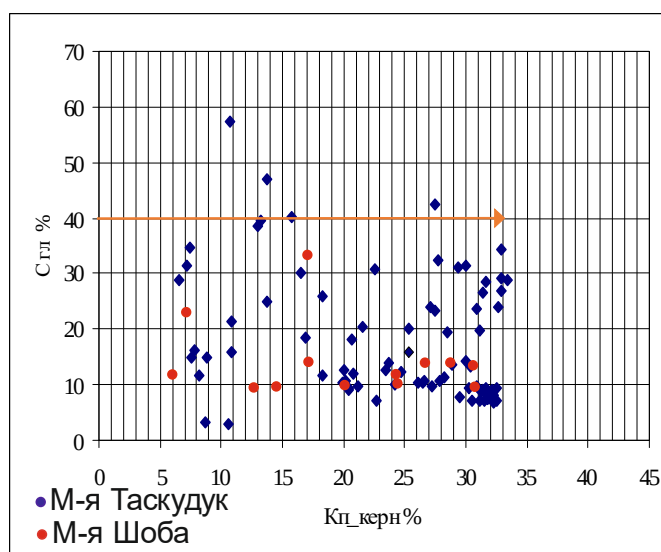


Рис. 2.4.10 - Сопоставление пористости и объёмной глинистости с месторождением Таскудук и Шоба

На рисунке 2.4.11 представлена диаграмма распределения гранулометрических фракций для среднетриасовых отложений, по которой можно сделать вывод, что коллектора преобладает мелкозернистая фракция.

По гранулометрическому составу породы представлены: фракции 0,4-0,2мм (песок средний) - среднее 19,93%; фракции 0,2-0,1мм (песок мелкий)- среднее 46,25%; фракции 0,1-0,05 мм (песок очень мелкий) - среднее 7,34%; 0,05-0,01мм (алевролит средний и мелкий) -среднее 5,34%; глинистые фракции составляют среднее 14,38%.

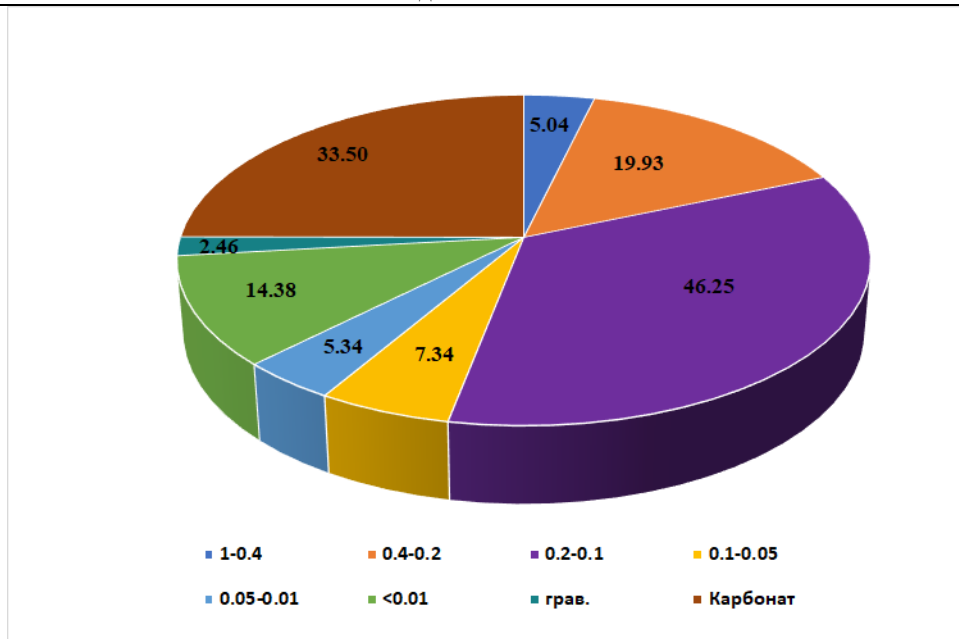


Рис.2.4.11 - Диаграмма распределения гранулометрических фракций

Изучением методом XRD (рентгено-минералогический анализа) были охвачены 15 проб. По результатам исследований минералогический состав изученных проб состоит из кварца, альбита, кальцита (рис. 2.4.12). Кварц присутствует во всех пробах, и доля его достигает от 81,8% до 45,5%, также альбита отмечается во всех образцах и максимальный процент его показан в пробе интервала 722,33 м (44,8%), минимальный в пробе интервала 745,93 м (16,7%). Кальцит присутствует в четырех пробах от 4,5% до 26,1%, также хлорит как кальцит присутствуют в четырех пробах процентных соотношениях от 6,9% до 19,5 (табл. 2.4.3).

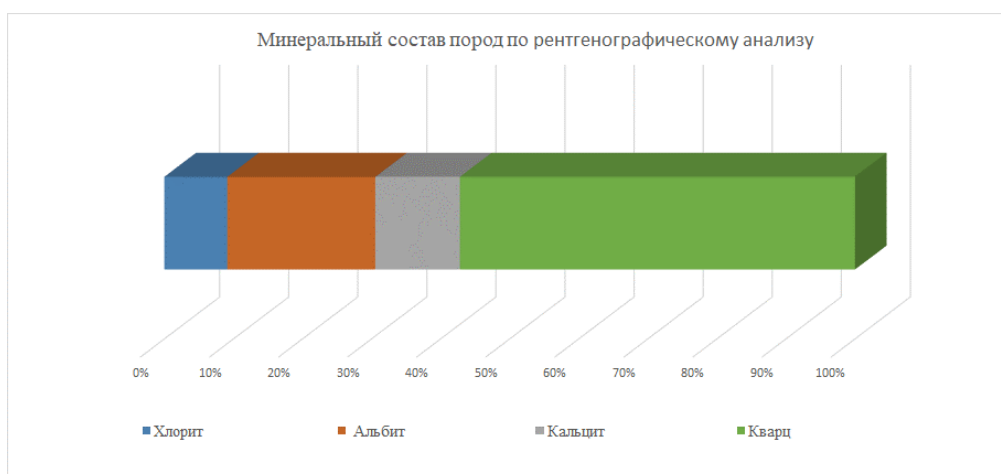


Рис. 2.4.12 – Минералогический состав пород по рентгенографическому анализу

Таблица 2.4.3 - Общий минералогический состав

Скв.	№ Образца	Глубина(м).	Минеральный состав			
			Хлорит	Альбит	Кальцит	Кварц
Ш-3	021201001T01H	720.45	9.3	26		64.7
	021201002T02H	722.33		44.8		55.2
	021201007T01H	745.16	19.5	35		45.5
	021201008T02H	745.93		16.7	26.1	57.2
	021201009T01H	747.23		22.2		77.8
	021201011T02H	749.12	7.5	32		60.5
	021201012T02H	750.45		19.6	18.7	61.7
	021201017T01H	756.74	6.9	26.8	8.8	57.5
	021201018T01H	757.62		18.2		81.8
	021201021T01H	760.92		23.9		76.1
	021201023T01H	763.17		26.7		73.3
	021201025T02H	765.35		24.8		75.2
	021201026T02H	766.64		23		77
	021201029T01H	769.13		24.4		75.6
	021201031T02H	771.25		17.1	4.5	78.4
Среднее содержание			10.8	25.4	14.5	67.8

Относительная фазовая проницаемость для нефти и воды, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения выполнены на шести образцах, из них с пористостью от 23.6% до 32.8% , и проницаемостью от 23,3 до 284 мД. Пересечение относительных фазовых проницаемостей по шести образцам изменяется от 0.48 до $K_v=0,58$ д.ед, что позволяет принять в качестве граничного значение $K_{нг}=0,50$ д.ед.

Результаты по данному виду исследования приведены в таблице 2.4.4 и на рисунке 2.4.13.

Таблица 2.4.4 – ОФП в системе нефть-вода

Номер образца	Скв.	Проницаемость по пл.воде. мД	Открытая пористость. %	Остаточная водонасыщенность. д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность. д.ед.	Котнотельной проницаемости по нефти. мД
1	2	4	5	6	7	9
021201002T02H	Ш-3	127	23.7	0.29	0.28	165
021201008T03H	Ш-3	205	32.8	0.19	0.32	303
021201012T01H	Ш-3	85.69	23.63	0.22	0.33	109
021201021T02H	Ш-3	284	32.89	0.26	0.25	424
021201025T01H	Ш-3	30.67	23.95	0.22	0.3	40.07
021201027T01H	Ш-3	23.29	28.23	0.24	0.33	36.27

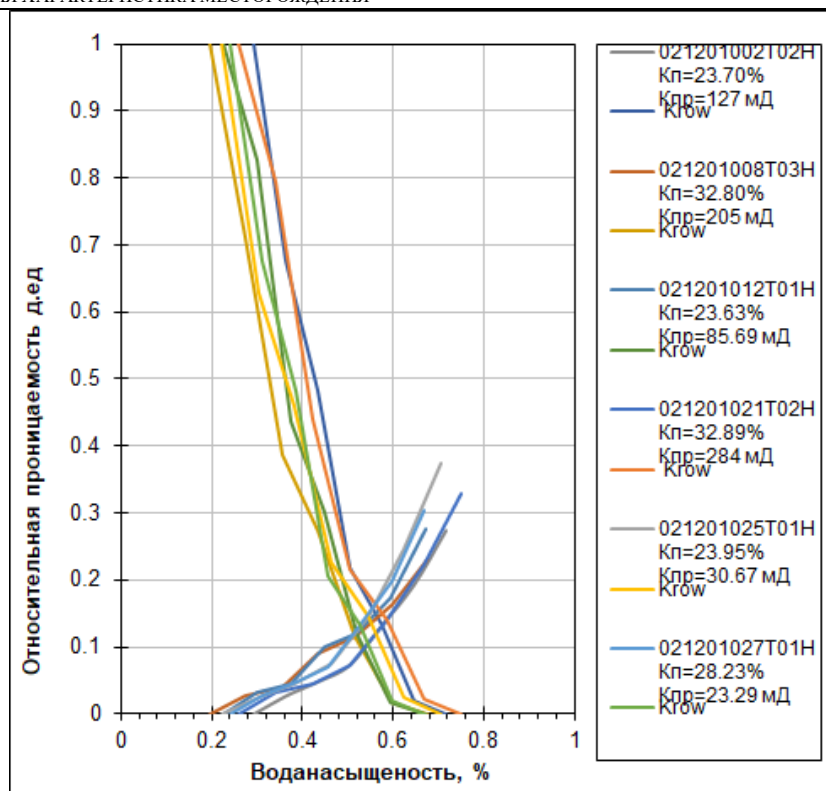


Рис. 2.4.13 - Кривые относительной проницаемости для нефти и воды

Определение коэффициента вытеснения нефти.

Специальный анализ по определению коэффициента вытеснения нефти выполнен по семи образцам из скважин Ш-3 и Ш-7а, которые приходятся на горизонт Т₂-II. Коэффициент вытеснения нефти водой при содержании в образце остаточной воды в количестве, соответствующем пластовым условиям, был рассчитан по формуле

$$K_{\text{выт.}} = V_n / V_{n \text{ нач.}}$$

$K_{\text{выт.}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой,

$V_{n \text{ нач.}}$ – объем нефти, первоначально содержащейся в образце, определяемой по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенных к условиям испытания.

V_n – объем нефти, вытесненной в процессе пропитки образца пластовой водой.

По результатам эксперимента вытеснения нефти водой среднее значение остаточной водонасыщенности изменяется от 0,185 до 0,550, остаточной нефтенасыщенности от 0.304 до 0.440 д.ед.

$K_{\text{выт.}}$ изменяется в пределах от 48,6 до 57,9 % и составляет в среднем 54,1%.

Таким образом, для среднетриасовых отложений использован усредненный коэффициент вытеснения 54,1 %, который характерен для гидрофильных пород. Графики, характеризующие вытеснение нефти водой, приведены на рисунке 2.4.14, результаты приведены в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.5 - Определение коэффициента вытеснения нефти

Скв.	Образец	Кп %	Кпр по пл. воде. мД	Кпр по нефти при остаточной водонасыщенности мД	Остаточная водонасыщенность (Swi), доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность (Sow), доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти. %
Ш-3	021201002T01H	22.73	91.7	133	0.249	0.33	52.8
Ш-3	021201011T01H	21.86	45.77	71.72	0.202	0.304	56.2
Ш-3	021201017T02H	28.1	110	148	0.185	0.369	51.2
Ш-3	021201023T01H	31.26	37.88	52.71	0.213	0.312	56.0
Ш-3	021201026T02H	37.63	47.05	69.24	0.239	0.367	48.6
Ш-3	021201031T02H	29.06	75.93	99.19	0.188	0.324	56.1
Ш-7а	7-1	32.4	86.4	172.52	0.550	0.440	57.85

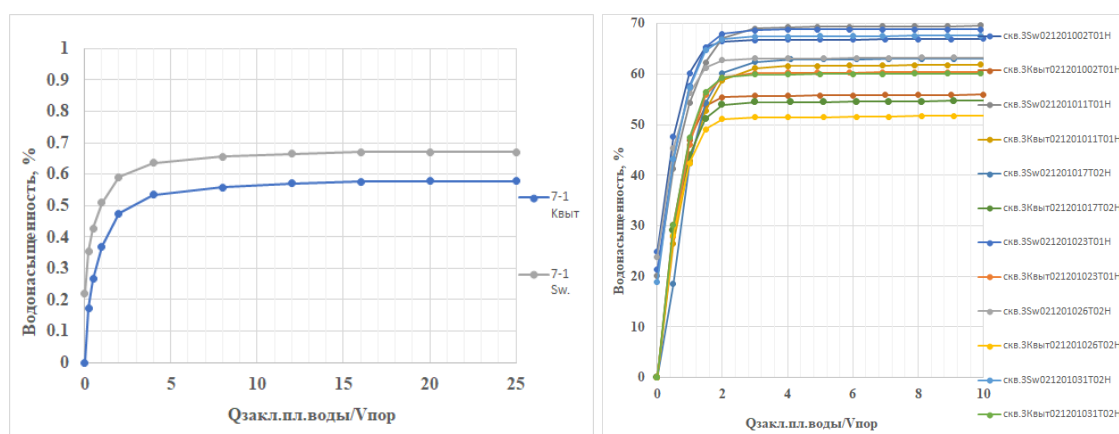


Рис.2.4.14 - Увеличение эффективности вытеснения с увеличением объема закачки. Скважины Ш-7а и Ш-3

2.5 Запасы нефти и газа

Подсчет запасов углеводородов выполнен ТОО «КазНИГРИ» в 2024г и утвержден ГКЗ РК протоколом №1316–13-У от 21 августа 2013г. Всего по месторождению запасы углеводородов составляют:

Нефти по категориям

- C₁ – 1876 тыс.т геологические, 473 тыс.т извлекаемые;

Растворенного газа по категории

- C₁- 49 млн.м³ геологические, 13 млн.м³ извлекаемые;

Газа газовой шапки по категории

- C₁- 116 млн.м³ геологические, 87 млн.м³ извлекаемые.

В таблицах 2.5.1-2.5.2 представлены утвержденные запасы и подсчетные параметры.

Подсчетные параметры были рассчитаны по показателям проведенных исследований состава и свойств флюидов в рамках принятого ПЗ-2024г. В Проекте разработки подсчетные параметры остались без изменений.

Таблица 2.5.1 - Таблица запасов нефти и растворенного в нефти газа и подсчетных параметров

Горизонт	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Ср. взв. эффект. 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, д. е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы раств. в нефти газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы раств. в нефти газа, млн. м ³
						пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Т ₂ -II	ГНВ	C ₁	757	13,5	10198	0,25	0,7	0,951	0,857	1456	0,252	367	26,1	38	10
	ВН	C ₁	643	4,6	2955	0,25	0,7	0,951	0,857	420	0,252	106	26,1	11	3
Всего по Т₂-II		C₁	1400		13153					1876	0,252	473		49	13
Всего по месторождению		C₁	1400	9,4	13153					1876		473		49	13

Таблица 2.5.2 - Таблица запасов газа газовой шапки и подсчетных параметров

Горизонт	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, д.е.		Пластовое давление, МПа.		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технич. атм. на физические	Геологические запасы пластового газа, млн. м ³	Коэффициент извлечения газа, д.е.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн. м ³	Доля сухого газа, д.е.	Геологические запасы сухого газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн. м ³
						пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	при начальном пластовом давлении	при конечном пластовом давлении								
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
T ₂ -II	ГН В	C ₁	757	8,7	6579	0,27	0,81	7,5	0,1	1,126	1	0,983	9,87	181	0,482	87	0,993	115	86
Всего по месторождению		C ₁	757	┃	6579	┃	┃	┃	┃	┃	┃	┃	┃	181		87			86

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

Проектным документом, на основании которого в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения является «Проект разработки месторождения Шоба», согласованный ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК от 11.10.2022г №31/2), с утверждением технологических показателей на 2022-2024гг.

К реализации был принят 2 вариант разработки, включающий в себя ввод из бурения одной вертикальной добывающей скважины, проведение ГТМ по ограничению водопритокков, дополнительной перфорации и перевод скважины Ш-6 под нагнетание при условии 100% обводнения, ГКО в скважинах Ш-7а и Ш-9, ввод скважины Ш-1 переводом из наблюдательного в добывающий фонд

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

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены по добывающим и наблюдательной скважинам, эксплуатировавшимся на продуктивный горизонт Т₂-П. МУО было проведено 9 исследований в 6 скважинах (Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-13, Ш-16), методами КВД/КВУ было проведено 11 исследований в 7 скважинах (Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-13, Ш-16).

В данном разделе проанализированы результаты комплекса ГДИС, включающего:

- исследования при установившемся режиме фильтрации (МУО);
- исследование при неуставившемся режиме фильтрации (КВД, КВУ).

На основе результатов исследований скважин определены средние коэффициенты проницаемости, гидропроводности, продуктивности и показатель состояния призабойной зоны скважин – скин-фактор, а также были замерены пластовые и забойные давления.

Количество проведенных ГДИС с начала разработки представлено в таблице 3.1.1.

В результате проведенных ГДИС определены фильтрационно-емкостные свойства пласта (ФЕС) и коэффициенты продуктивности скважин. Результаты ГДИС представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.1 - Количество гидродинамических исследований с начала разработки

Виды исследований	Количество	
	скважин	исследований
КВД/КВУ	7 Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-13, Ш-16	11
МУО	6 Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-13, Ш-16	9
Итого	13	20

Таблица 3.1.2 - Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скв.	измерений		
Начальное пластовое давление, МПа	6	9	5,0-7,8	7,5
Начальная пластовая температура, °С	5	6	28,1-29,6	28,7
Дебит нефти, т/сут	6	31	2,4-38,4	19,5
Обводненность вес., %	6	23	0,30-60	32,6
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	5	24	4,22-25,39	11
Гидропроводность, 10 ⁻³ мкм ² ·м/МПа·с	7	10	0,072-1,79	0,34
Пьезопроводность, м ² /с	6	6	0,04-5,31	1,57
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	7	11	0,07-0,56	0,16
Скин-фактор	7	11	-4,34-17	-0,05

Результаты ГДИС методом снятия КВД/КВУ

Результаты проведенных ГДИС представлены в таблицах 3.1.3-3.1.4.

В 2011г по скважинам Ш-1, расположенной в юго-восточной части месторождения и Ш-3, расположенной в северо-западной части, пластовое давление составило около 7,4 МПа. При близких пластовых давлениях в районах данных скважин, гидродинамические параметры оказались более перспективными по скважине Ш-1, благодаря большей проницаемости и гидропроводности. И в дальнейшем, в юго-восточной части месторождения было пробурено больше скважин, по сравнению с северо-западным районом.

В период реализации проекта пробной эксплуатации (ППЭ-2012г) для дальнейшего изучения северо-западной части залежи были проведены исследования КВД по скважине Ш-8. При этом по скважине получен более низкий скин-фактор, чем по скважине Ш-3, что говорит о меньшем загрязнении призабойной зоны пласта данной скважины.

Перед составлением ТС-2015г были проведены исследования по КВД в горизонтальных скважинах Ш-10, Ш-11. По состоянию на 2015г запасы нефти северо-западной и юго-восточной частей залежи хорошо вырабатывались, однако резкого падения пластового давления не было замечено. Хорошие показатели эксплуатации скважин Ш-10 и Ш-11 свидетельствуют в пользу горизонтальных скважин для данного месторождения.

В августе-сентябре 2021г были проведены исследования КВУ по 4 скважинам (Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-13). Как видно из результатов исследований, пластовое давление в районах данных скважин не сильно изменилось. При этом скин-фактор уменьшился без проведения каких-либо мероприятий.

В октябре 2023г на новой добывающей скважине Ш-16 и на наблюдательной скважине Ш-1 были проведены исследования КВУ. На скважине Ш-16 пластовое давление составило 7,6 МПа. Полученное положительное значение скин-фактора (0,49) свидетельствует об удовлетворительном состоянии призабойной зоны пласта и при этом обеспечивается высокая проницаемость, составляющая 0,61 мкм². На скважине Ш-1 в результате исследования

получено пластовое давление 6,7 МПа. Полученное отрицательное значение скин-фактора (-3,63) свидетельствует об улучшенном состоянии призабойной зоны скважины.

Результаты исследований МУО

Как было указано выше, на месторождении всего было проведено 9 исследований МУО по 6 скважинам – Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-13 и Ш-16. Результаты гидродинамических исследований скважин использованы для определения оптимального технологического режима эксплуатации скважин с учетом зависимости продуктивности скважин по нефти от забойного давления.

По скважине Ш-1 (интервал перфорации 747,5-754м) с 13.08.11г по 20.08.11г проводились гидродинамические исследования МУО. Изменение дебита скважины обеспечивалось оборотами насоса. Периоды эксплуатации скважины во время исследования были условно разделены на 11 режимов. Для обработки были использованы 3 режима: на 50 об/мин., 100 об/мин., 150 об/мин.

По результатам исследований дебиты нефти скважины изменялись от 8,5 до 27,2 м³/сут при депрессиях на пласт от 0,8 до 2,3 МПа. Средний коэффициент продуктивности составил 9 м³/(сут·МПа). Оптимальным режимом для скважины Ш-1 оказался режим 100 об/мин. Далее для оценки показателей по скважине был осуществлен форсированный отбор жидкости увеличением оборотов насоса, из-за чего был получен прорыв газа. По этой причине скважина была временно переведена в наблюдательный фонд.

В 2023 г в интервале 729,2-733,2м проводились гидродинамические исследования МУО. Согласно полученным данным по забойному и устьевому давлениям, температуре, а также данным по дебиту газа, периоды работы скважины условно разделены на 4 режима. По результатам проведенных исследований была построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.1).

Как видно из представленной таблицы 3.3.3, режимные исследования проводились на штуцерах диаметром от 25 мм до 7 мм, депрессия менялась от 0,6 до 2,6 МПа, при этом дебит по газу изменялся – от 19,6 тыс.м³/сут до 39,6 тыс.м³/сут. Рекомендуется эксплуатировать скважину на режиме штуцера 7 мм, так как для потока газа при работе на режимах штуцера 5 и 6 мм возможно самоглушение скважины из-за скапливания жидкости на забое. Так же накопление жидкости на забое при работе на режимах штуцера 5 и 6 мм подтверждается ростом затрубного давления на данных режимах.

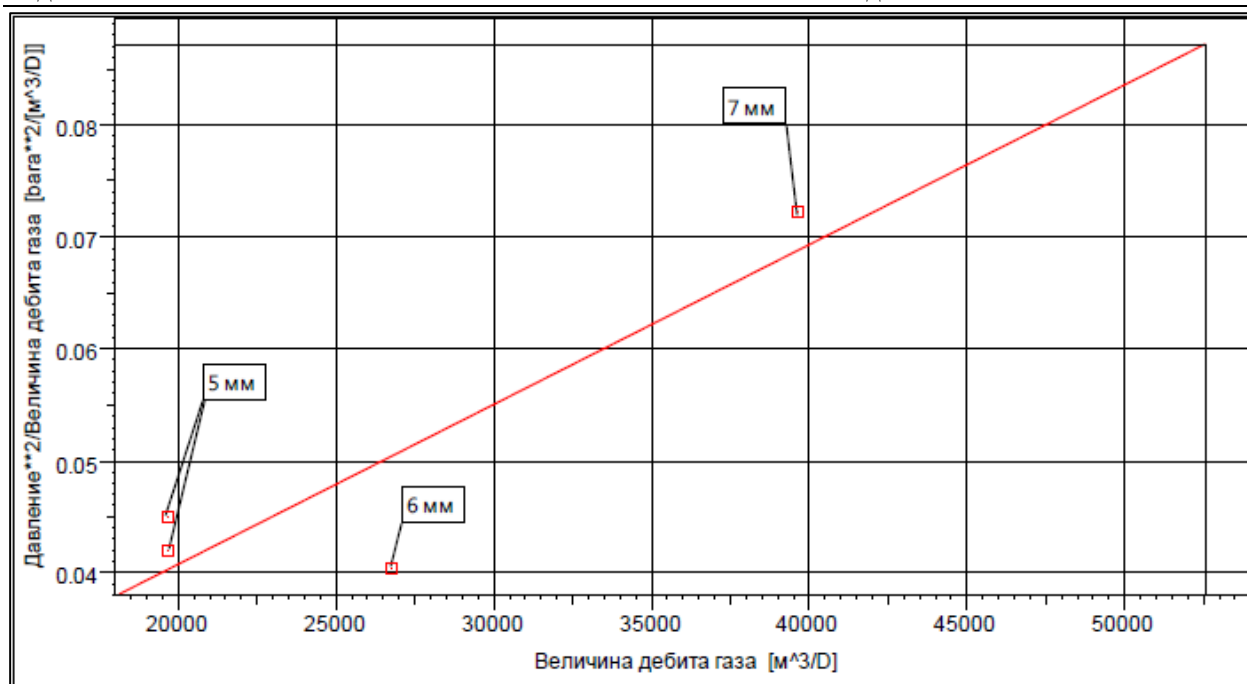


Рис. 3.1.1 – Индикаторная диаграмма по скважине Ш-1

По скважине Ш-3 (интервал перфорации 730-741 м) с 06.09.11г по 04.10.11г проводились гидродинамические исследования МУО. Согласно полученным данным по забойному и устьевому давлениям и температуре, а также данным по дебиту жидкости и газа, периоды работы скважины условно разделены на 3 режима. По всем трем выбранным режимам были рассчитаны коэффициенты продуктивности при принятом давлении пласта, равном 7,4 МПа.

При работе скважины на I режиме при 100 об/мин. получен приток жидкости дебитом 23,9 м³/сут. при Рзаб. 4,26 МПа и депрессии на пласт 3,1 МПа. При работе скважины на II режиме при 150 об/мин. получен приток жидкости дебитом 25,3 м³/сут. при Рзаб. 1,92 МПа. при депрессии на пласт 5,5 МПа. При работе скважины на III режиме при работе насоса на 160 об/мин. получен приток жидкости дебитом 26,2 м³/сут. при Рзаб. 1,51 МПа и депрессии на пласт 5,9 МПа. Средний коэффициент продуктивности по нефти скважины составил 5,3 м³/сут*МПа.

В период 07-16.09.2021г проводились гидродинамические исследования МУО. Согласно полученным данным по забойному и устьевому давлениям, температуре, а также данным по дебиту жидкости и газа, периоды работы скважины условно разделены на 4 режима. По всем 4 выбранным режимам были рассчитаны коэффициенты продуктивности при принятом давлении пласта 7,5 МПа.

При работе скважины на I режиме при 40 об/мин получен приток жидкости дебитом 3,6 м³/сут. при Рзаб. 6,8 МПа и депрессии на пласт 0,7 МПа. При работе скважины на II режиме при 60 об/мин получен приток жидкости дебитом 14,2 м³/сут. при Рзаб. 5,9 МПа и депрессии

на пласт 1,6 МПа. При работе скважины на III режиме при 80 об/мин. получен приток жидкости дебитом 17 м³/сут. при Рзаб. 5,1 МПа и депрессии на пласт 2,4 МПа. При работе скважины на IV режиме при работе насоса также на 100 об/мин. получен приток жидкости дебитом 23 м³/сут. при Рзаб. 4,1 МПа и депрессии на пласт 3,4 МПа. Средний коэффициент продуктивности по нефти скважины составил 6,6 м³/сут·МПа.

Исследования МУО, выполненные через 10 лет, показали, что для этой скважины оптимальным вариантом будет режим 60 об./мин. Как видно при режиме более 100 об./мин, коэффициент продуктивности по нефти падает от 7,4 до 6,4 м³/сут·МПа.

По скважине Ш-8 с 08.10.12г по 14.10.12г проводились гидродинамические исследования МУО. Согласно полученным данным по забойному и устьевому давлениям, температуре, а также данным по дебиту жидкости и газа, периоды работы скважины условно разделены на 3 режима. По всем 3 выбранным режимам были рассчитаны коэффициенты продуктивности при принятом давлении пласта 6,9 МПа.

При работе скважины на I режиме при 75 об/мин. получен приток жидкости дебитом 16,8 м³/сут. при Рзаб. 5,3 МПа и депрессии на пласт 1,6 МПа. При работе скважины на II режиме при 150 об/мин. получен приток жидкости дебитом 36,9 м³/сут. при Рзаб. 2,6 МПа при депрессии на пласт 4,3 МПа. При работе скважины на III режиме при 225 об/мин. получен приток жидкости дебитом 34,8 м³/сут. при Рзаб. 1,9 МПа при депрессии на пласт 5 МПа. Средний коэффициент продуктивности по нефти скважины составил 8,2 м³/сут*МПа.

С 20.08.21г по 25.08.21г по скважине проводились гидродинамические исследования МУО. Согласно полученным данным по забойному и устьевому давлениям, температуре, а также данным по дебиту жидкости и газа, периоды работы скважины условно разделены на 4 режима. По всем 4 выбранным режимам были рассчитаны коэффициенты продуктивности при принятом давлении пласта 7,5 МПа.

При работе скважины на I режиме при 80 об/мин. получен приток жидкости дебитом 24 м³/сут. при Рзаб. 6,4 МПа и депрессии на пласт 1,1 МПа. При работе скважины на II режиме при 90 об/мин. получен приток жидкости дебитом 31 м³/сут. при Рзаб. 6,3 МПа при депрессии на пласт 1,2 МПа. При работе скважины на III режиме при 100 об/мин. получен приток жидкости дебитом 32 м³/сут. при Рзаб. 6,2 МПа и депрессии на пласт 1,3 МПа. При работе скважины на IV режиме при работе насоса также на 150 об/мин. получен приток жидкости дебитом 40 м³/сут. при Рзаб. 5,8 МПа и депрессии на пласт 1,7 МПа. Средний коэффициент продуктивности скважины по нефти составил 9,6 м³/сут*МПа.

По скважине Ш-8, как и по скважине Ш-3, большие обороты не будут оптимальным вариантом. При меньших оборотах по скважине коэффициент продуктивности по нефти получен выше, поэтому оптимальным вариантом техрежима будет 90 об/мин.

По скважине Ш-10 в период 25-29.08.2021г проводились гидродинамические исследования МУО. Согласно полученным данным как по забойному, так и по устьевому давлениям, данным по дебиту жидкости и газа, периоды работы скважины условно разделены на 4 режима. По всем 4 выбранным режимам были рассчитаны коэффициенты продуктивности по нефти при принятом давлении пласта 7,6 МПа.

При работе скважины на I режиме при 110 об/мин. получен приток жидкости дебитом 54 м³/сут. при Рзаб. 6,4 МПа и депрессии на пласт 1,2 МПа. При работе скважины на II режиме при 120 об/мин. получен приток жидкости дебитом 57,7 м³/сут. при Рзаб. 6,4 МПа и депрессии на пласт 1,2 МПа. При работе скважины на III режиме при 150 об/мин. получен приток жидкости дебитом 59 м³/сут. при Рзаб. 6,3 МПа и депрессии на пласт 1,3 МПа. При работе скважины на IV режиме при работе насоса также на 200 об/мин. получен приток жидкости дебитом 62,2 м³/сут. при Рзаб. 6,1 МПа и депрессии на пласт 1,5 МПа. Средний коэффициент продуктивности скважины по нефти составил 24,5 м³/сут*МПа.

В скважине Ш-13 в период 22-28.09.2021г проводились гидродинамические исследования МУО в интервале 899,56-1448 м. Исследования включали отработку скважины на 3-х режимах до стабилизации притока, с целью оценки гидродинамических параметров пласта по записи давления и температуры.

Согласно полученным данным как по забойному, так и по устьевому давлениям, данным по дебиту жидкости и газа, периоды эксплуатации скважины условно разделены на 4 режима. По всем 3 выбранным режимам были рассчитаны коэффициенты продуктивности при принятом давлении пласта 5 МПа.

При работе скважины на I режиме при 150 об/мин. получен приток жидкости дебитом 28,8 м³/сут. при Рзаб. 4,8 МПа и депрессии на пласт 0,2 МПа. При работе скважины на II режиме при 160 об/мин. получен приток жидкости дебитом 32,9 м³/сут. при Рзаб. 4,9 МПа и депрессии на пласт 0,1 МПа. При работе скважины на III режиме при 170 об/мин. получен приток жидкости дебитом 33,6 м³/сут. при Рзаб. 4,9 МПа и депрессии на пласт 0,1 МПа.

Средний коэффициент продуктивности скважины по нефти составил 139,9 м³/сут·МПа.

По скважине Ш-16 в период 16-20.10.2023г проводились гидродинамические исследования МУО в интервалах 741-746м. Согласно полученным данным как по забойному давлению, так и по устьевому давлению, данным по дебитам жидкости и газа, периоды работы скважины условно разделены на 4 режима.

При работе скважины на I режиме при 50 об/мин. получен приток жидкости дебитом 11,9 м³/сут. при Рзаб. 6,4 МПа и депрессии на пласт 1,2 МПа. При работе скважины на II режиме при 70 об/мин. получен приток жидкости дебитом 16,5 м³/сут. при Рзаб. 6,2 МПа и

ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ депрессии на пласт 1,4 МПа. При работе скважины на III режиме при 90 об/мин. получен приток жидкости дебитом 19,4 м³/сут. при Рзаб. 5,9 МПа и депрессии на пласт 1,7 МПа. При работе скважины на IV режиме при работе насоса также на 110 об/мин. получен приток жидкости дебитом 23,2 м³/сут. при Рзаб. 5,7 МПа и депрессии на пласт 1,9 МПа. Средний коэффициент продуктивности скважины по жидкости составил 0,1 м³/сут*МПа.

На рисунке 3.1.2 представлена индикаторная диаграмма по скважине Ш-16, построенная по результатам МУО. Исходя из тренда давления, увеличения пульсации давления при смене режимов и дальнейшей работе не наблюдается, на всех режимах скважина работает при забойных давлениях выше давления насыщения нефти газом (29,87 кг/см²).

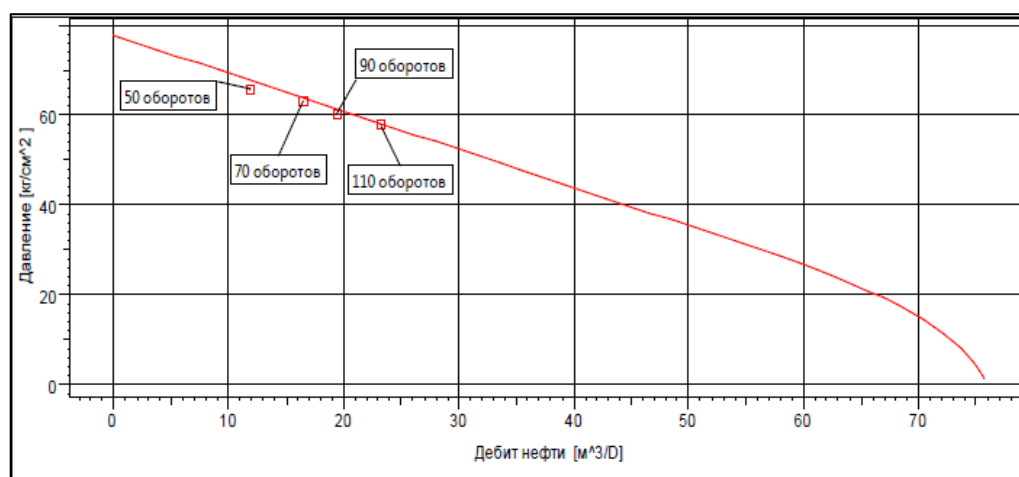


Рис. 3.1.2 – Индикаторная диаграмма по скважине Ш-16

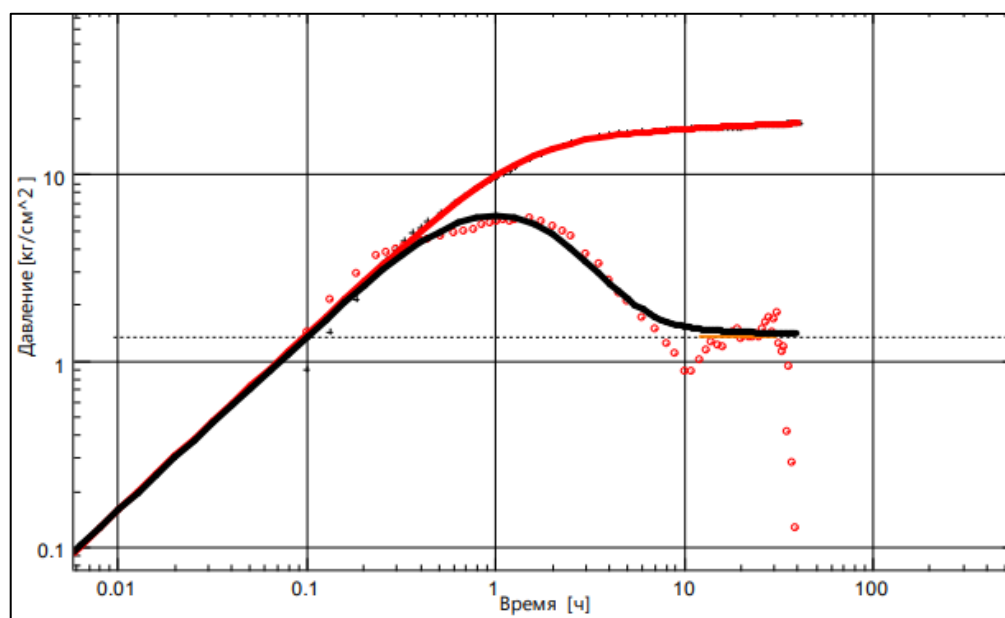


Рис. 3.1.3 – Диагностический график скважины Ш-16

Таблица 3.1.3 - Результаты исследований МУО

№№ п/п	№№ скв.	Горизонты	Даты исследования	Интервалы перфорации, м	Глубина пласта, м	Режимы об.мин/ Дшт.	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Депрессия, МПа	Дебиты			Обв., %	Гф, м³/м³	Кпрод., м³/(сут· МПа)
										ж-ти, м³/сут	нефти, м³/сут	газа тыс.м³/сут			
1	Ш-1	Т ₂ -II	18-29.08.11г	747,5-754	750	50	7,5	6,6	0,9	8,5	6,4	0	24,7		8,0
						100		5,7	1,8	21,37	21,3	0,1	0,3	4,7	12,5
						150		5,1	2,4	27,2	15,13	0,37	44,4	24,5	6,6
						200					2,4	0		0	
						250					38,4	0,77		20,1	
						300					26,8	1,6		59,7	
2	Ш-3	Т ₂ -II	04-15.10.11г	730-741	750	100	7,4	4,3	3,1	23,9	22,9		4,2		7,4
						150		1,9	5,5	25,3	24,1		-		4,4
						150		1,5	5,9	26,2	24,9		-		4,2
3	Ш-8	Т ₂ -II	08.10-14.10.12г	738-745, 746-749	750	75	6,9	5,3	1,6	16,8	15,9		-		9,9
						150		2,6	4,3	36,9	35,1		-		8,2
						225		1,9	5	34,8	33,1		-		6,6
4	Ш-3	Т ₂ -II	07-16.09.2021г	730-741	750	40	7,8	6,8	1	3,6	3,42		5		4,9
						60		5,9	1,9	14,2	13,49		5		8,4
						80		5,1	2,7	17	16,15		5		6,7
						100		4,1	3,7	23	21,85		5		6,4
5	Ш-8	Т ₂ -II	20-25.08.2021г	738-745 746-749	753	80	7,6	6,4	1,2	24	9,6		60		8,7
						90		6,3	1,3	31	12,4		60		10,3
						100		6,2	1,4	32	12,8		60		9,8
						150		5,8	1,8	40	16		60		9,4
6	Ш-10	Т ₂ -II	25-29.08.2021г	894-1203	759,8	110	7,7	6,4	1,3	54	29,7		45		24,8
						120		6,4	1,3	57,7	31,735		45		25,4
						150		6,3	1,4	59	32,45		45		25,0
						200		6,1	1,6	62,2	34,21		45		22,8
7	Ш-13	Т ₂ -II	22-28.09.2021г	899,56-1 448	746	150	5	4,8	0,2	28,8	17,28		40		86,4
						160		4,9	0,1	32,9	19,74		40		131,6
						170		4,9	0,1	33,6	20,16		40		201,6
8	Ш-16	Т ₂ -II	16-20.10.2023г	741-746	741	50	7,6	6,4	1,2	11,9	11		8		
						70		6,2	1,4	16,5	13,2		20		
						90		5,9	1,7	19,4	9,7		50		
						110		5,7	1,9	23,2	13,9		40		
9	Ш-1	Т ₂ -II	25.10- 01.11.2023г	729,2-733,2	729,2	5	6,7	6,1	0,6			19,6			
						6		5,9	0,8			26,7			
						7		4,1	2,6			39,6			
						5		6,0	0,7			19,6			

Таблица 3.1.4 - Результаты исследований КВД/КВУ

№ № п/п	№№ скв.	Горизонты	Даты исследования	Интервалы перфорации / исследования, м	Эффективная толщина, м	Глубина записи КВД, м	Пластовое давление, МПа	Температура, °С	Пьезопроводность, м ² /с	Проницаемость, мкм ²	Гидропроводность, 10 ⁻³ *м ³ /МПа*с	Скин- фактор
1	Ш-1	T ₂ -II	18-29.08.11г	747,5-754	6,5	750	7,5	28,8	-	0,181	1,79	1,6
2	Ш-3	T ₂ -II	04-15.10.11г	730-741	11	734	7,4	29,5	-	0,15	0,13	17
3	Ш-8	T ₂ -II	08-14.10.2012г	738-745 746-749	9,4	743	6,9	29,6	-	0,125	0,09	-0,5
4	Ш-10	T ₂ -II	12.01.2015г	901,6-1 206	21	760	7,2	28,3	-	0,041	0,07	-3,3
5	Ш-11	T ₂ -II	05.01.2015г	910-1 335,5	21	747	7,7	28,3	-	0,19	0,32	-3,8
6	Ш-3	T ₂ -II	07-16.09.2021г	730-741	11	749	7,8	-	0,04	0,07	0,072	3,5
7	Ш-8	T ₂ -II	20-25.08.2021г	738-745 746-749	9,4	753	7,6	-	0,20	0,211	0,102	-4,04
8	Ш-10	T ₂ -II	25-29.08.2021г	894-1 203	21	759,8	7,7	-	0,18	0,205	0,642	-4,34
9	Ш-13	T ₂ -II	22-28.09.2021г	899,56-1 448	21	745,5	5	-	0,34	0,56	0,081	-3,6
10	Ш-16	T ₂ -II	16-20.10.2023г	741-746		741	7,6	-	3,39	0,061	0,167	0,49
11	Ш-1	T ₂ -II	25.10-01.11.2023г	729,2-733,2		729,2	6,7	28,1	5,31	0,027		-3,63

3.1.1 Характеристика энергетического состояния залежи

Для контроля и анализа изменения пластового давления по площади и разрезу в различных точках залежи и по залежи в среднем использованы значения пластового давления, приведенного к средней абсолютной отметке начального ВНК. Данные получены в результате обработки материалов ГДИС и результатов прямых замеров пластовых и забойных давлений.

Анализ энергетического состояния разрабатываемого продуктивного горизонта Т₂-II проведен на базе данных, предоставленных специалистами ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan». Средние значения начального пластового давления, пластового давления на 01.01.2024г, а также давления насыщения представлены в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 – Начальные и текущие энергетические характеристики пласта

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Текущее забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа
I	7,5	7,2	5,7-6,4	4,99

Начальное пластовое давление было замерено по двум скважинам (Ш-1, Ш-3) и в среднем составило 7,5 МПа. При этом начальное давление насыщения нефти газом составляет 4,99 МПа, т.е. превышение начального пластового давления над давлением насыщения составляет более 2,0 МПа. Режим разработки залежи – упруго-газо-водонапорный.

Для обоснования начальных величин пластового давления и температуры построены зависимости пластового давления и температуры от глубины по исследованным скважинам за весь период исследований, т.к. количество замеров небольшое, а режим работы залежи достаточно активный. Как видно из рисунка 3.1.4, начальное пластовое давление по скважинам варьирует в пределах 7,4-7,5 МПа, замеренное в скважинах Ш-1 и Ш-3 в 2011г. За период 2021г-01.12.2023г замеры пластового давления проводились в 6 скважинах (Ш-1, Ш-3, Ш-8, Ш-10, Ш-13, Ш-16). По результатам исследований 2021г среднее пластовое давление находилось на уровне 7,0 МПа. Пластовое давление, замеренное в 2023г в 2 скважинах (Ш-16, Ш-1) изменяется от 6,7 до 7,6 МПа и в среднем составляет 7,2 МПа.

По месторождению для определения и анализа энергетического состояния продуктивной залежи и контроля за показателями эксплуатации скважин проводились следующие исследования:

- замеры статического уровня для определения пластового давления;
- замеры динамического уровня для определения забойного давления и контроля работы механизированного фонда скважин.

В таблице 3.1.6 представлены значения пластового давления, полученные на основе проведенных замеров статических уровней жидкости по скважинам, выполненных на дату

отчета. За период с начала добычи нефти на месторождении среднее пластовое давление, приведенное к ВНК по разрабатываемому I эксплуатационному объекту, изменяется по скважинам в диапазоне 6,9-7,7 МПа.

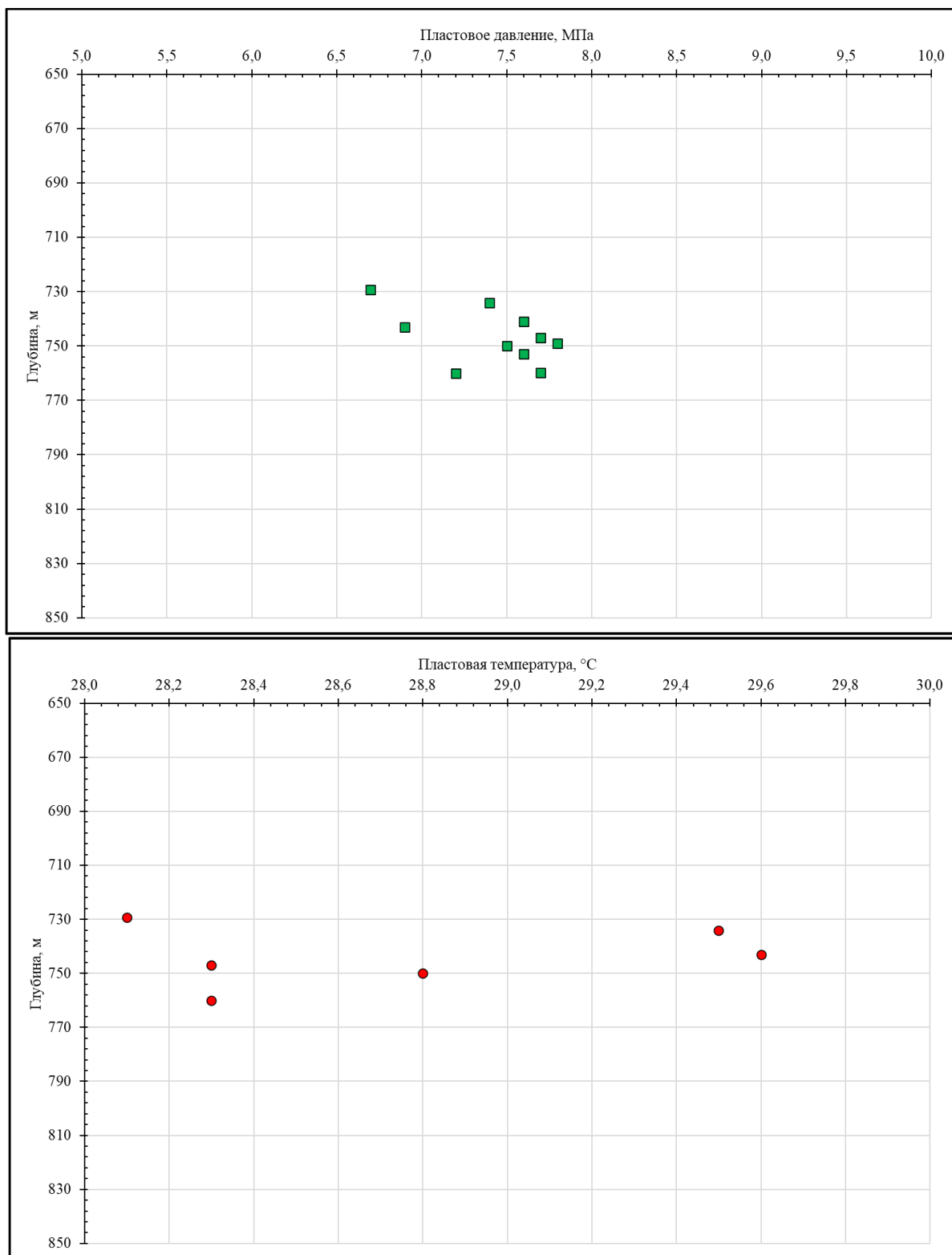


Рис. 3.1.4 – Зависимости пластовых давлений и температур от глубины

На рисунке 3.1.5 представлена динамика пластовых и забойных давлений. Из рисунка видно, что забойные давления практически не снижаются ниже давления насыщения, не учитывая 2021г, когда забойное давление по некоторым скважинам было снижено ниже 4,99 МПа, в связи с чем наблюдалось резкое увеличение добычи жидкости в начале 2021г. В целом, текущее пластовое давление на месторождении практически на уровне начального, т.к. залежь является водоплавающей и находится в хорошем энергетическом состоянии.

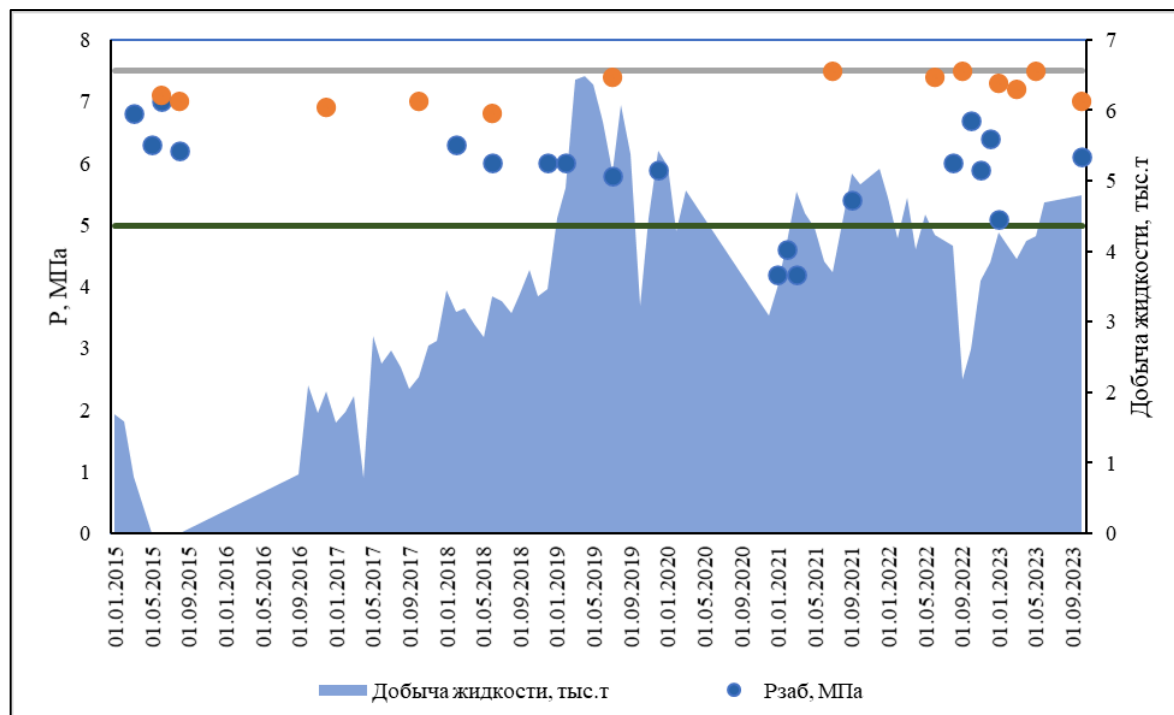


Таблица 3.1.6 – Динамика замеренных приведенных к ВНК пластовых давлений по скважинам

№№ скв.	Годы				
	2019	2020	2021	2022	2023
Ш-1	6,7	-	-	-	7,0
Ш-3	7,5	-	7,5	7,4	7,5
Ш-6	-	-	7,4	7,5	7,1
Ш-7а	-	-	6,5	-	-
Ш-8	-	-	7,4	-	7,0
Ш-10	-	-	7,5	-	7,3
Ш-11	-	-	7,2	-	7,7
Ш-12	-	-	7,4	-	6,9
Ш-13	-	-	-	-	-
Ш-14	-	-	7,4	7,5	6,9
Ш-15	-	-	7,1	7,0	-
Ш-16	-	-	-	-	7,7

Для сопоставления продуктивных и фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны скважин (ПЗС) в начальный и текущий периоды, с определенной степенью условности, выполнены расчеты среднего дебита нефти исследованных скважин при соответствующих забойных давлениях, депрессиях и оборотах винтового насоса (табл. 3.1.7). Данное сопоставление свидетельствует о незначительных изменениях фильтрационных параметров пласта по исследованным скважинам при заметном изменении

производительности скважин по нефти в зависимости от режима их эксплуатации. Так, за период 2011-2012гг средний дебит нефти исследованных скважин составил 19,8 т/сут при депрессии 2,2 МПа и средней обводненности 13,2%. При этом средняя проницаемость пласта, согласно исследованиям, составила 0,152 мкм², средняя пористость 0,21 доли ед. За текущий период, в результате практиковавшегося ранее форсирования отбора жидкости, средний дебит нефти исследованных скважин составил 4,8 т/сут при депрессии 1,1 МПа и средней обводненности 66,8%. При этом проницаемость пласта, согласно исследованиям, изменяется в широких пределах 0,027-0,56 мкм², в среднем составляя 0,189 мкм². Отсюда можно сделать следующие **выводы**: 1) в районах новых скважин, пробуренных после ПЗ-2013г, ФЕС пласта имеют более высокую неоднородность, чем в районах переходящих скважин; 2) в результате форсирования отборов 2011-2020гг получены высокие дебиты нефти, однако при этом достаточно резко возросла обводненность продукции; 3) выполненный позднее, начиная с 2022г, перевод скважин на оптимальные техрежимы эксплуатации позволил уменьшить дальнейшее падение средних дебитов нефти скважин и замедлить рост обводненности.

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

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробурено 17 скважин (табл. 3.2.1).

Эксплуатационный добывающий фонд на единственном эксплуатационном объекте месторождения (продуктивном горизонте Т₂-II) составляет 12 ед., из них 11 скважин (Ш-3, Ш-6, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-2, Ш-7а) являются действующими, из них 1 скважина в простое (Ш-7а) и 1 скважина (Ш-16) бездействующей.

В эксплуатационном нагнетательном фонде числятся 2 скважины (Ш-9, Ш-21н), обе действующие.

Наблюдательный фонд составляет 1 скважина (Ш-1).

В ликвидированном фонде 2 скважины, в т.ч. 1 по геологическим причинам (Ш-201) и 1 – по техническим (Ш-7).

Из добывающих скважин все 12 эксплуатируются механизированным способом (ШВНУ) при оборотах 60-70 об./мин на щадящем режиме, согласно рекомендациям действующего проектного документа (ПР-2022г).

В 2023г была пробурена новая скважина Ш-16, находящаяся на дату отчета в бездействии по причине необустроенности. Скважин Ш-7а находится в простое, по причине прорывов газа.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	№№ скв-н	Кол-во скважин
Фонд добывающих скважин	Действующие	Ш-3, Ш-6, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-2, Ш-7а	11
	в т.ч. ШВНУ	Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-10, Ш-11, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш-15, Ш-16	12
	В простое	Ш-7а	1
	Бездействующие	Ш-16	1
	Всего		12
Фонд нагнетательных скважин	под закачкой	Ш-9, Ш-21н	2
	Всего		2
Фонд наблюдательных скважин		Ш-1	1
Фонд ликвидированных скважин	По геологическим причинам	Ш-201	1
	По техническим причинам	Ш-7	1
	Всего		2
Итого пробуренный фонд			17

Динамика распределения добывающего фонда скважин месторождения по дебитам нефти и жидкости и по обводненности продукции приведена в таблицах 3.2.2-3.2.3.

Как видно из таблицы 3.2.2, большинство скважин месторождения являются малодебитными, с дебитами нефти до 10,0 т/сут. На дату отчета скважина Ш-13, с дебитом 8,1 т/сут, имеет самый высокий показатель по дебиту.

Таблица 3.2.2 - Распределения фонда скважин месторождения по дебитам нефти и жидкости за 2019г-01.01.2024г

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут		Диапазон измен-я дебитов нефти и жидкости, т/сут									
					0-5		5-10		10-15		15-20		>20	
	эксп.	действ.	нефти	жид-ти	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2019	11	9	9,3	23,1	4	1	1	0	2	3	2	0	0	5
2020	11	7	7,0	18,6	3	1	4	0	0	1	0	3	0	2
2021	11	10	6,2	19,0	5	1	1	2	4	1	0	0	0	6
2022	11	10	4,7	16,9	6	1	4	2	0	2	0	1	0	4
2023	12	11	4,5	18,1	6	1	4	2	0	2	0	0	0	5

Из распределения скважин по обводненности видно, что в период 2021г-01.01.2024г наблюдается тенденция перехода незначительной части скважин в группы с обводненностью продукции 60-90% (табл. 3.2.3). За период с 2022г средняя обводненность продукции по месторождению увеличилась на 3,2%. Скважина Ш-8, с обводненностью 93,4%, демонстрирует самый высокий уровень обводненности на дату отчета. На данной скважине еще с начала 2022г наблюдается рост обводненности продукции из-за низкого дебита нефти.

Таблица 3.2.3 - Динамика распределения фонда добывающих скважин месторождения по обводненности за 2019г-01.01.2024г

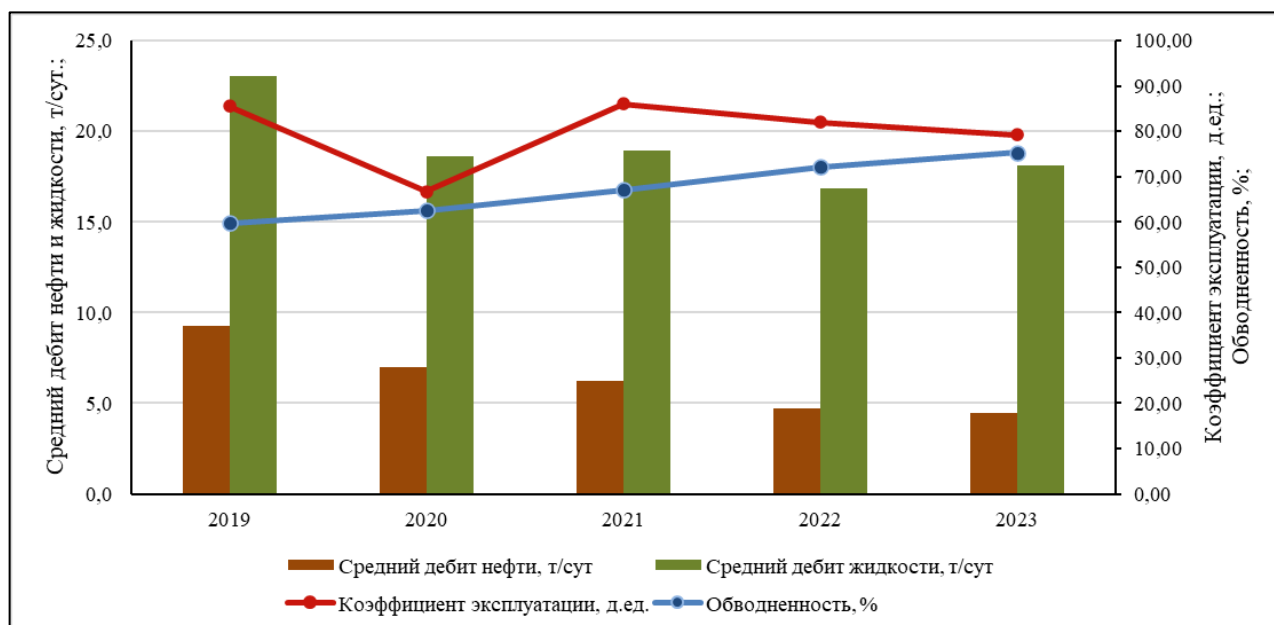
Годы	Фонд добывающих скважин		Средняя обводн-сть, %	Диапазон изменения обводненности, %			
	эксп.	действ.		<30	30-60	60-90	>90
2019	11	9	61,6	0	3	6	0
2020	11	7	65,3	0	2	5	0
2021	11	10	64,8	0	1	8	1
2022	11	10	73,9	0	1	7	2
2023	12	11	73,9	0	1	8	1

Коэффициенты эксплуатации и использования фонда добывающих скважин

Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин представлена в таблице 3.2.4 и на рис. 3.2.1. Низкие коэффициенты эксплуатации скважин объясняются проведением исследовательских и ремонтных работ и вынужденными простоями в ожидании ремонта. На дату отчета среднегодовой дебит скважин по нефти снизился и составил 4,4 т/сут при обводненности продукции 75,4%. Темп отбора от НИЗ составил 33,1%.

Таблица 3.2.4 – Динамика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин

Годы	Коэффициент эксплуатации, д.ед.
2019	0,86
2020	0,67
2021	0,86
2022	0,82
2023	0,79

**Рис. 3.2.1 – Характеристика коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин**

Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

Как было указано выше, на месторождении Шоба выделен один эксплуатационный объект, включающий в себя продуктивный горизонт Т₂-II с запасами промышленной категории С₁. Согласно действующему ПР-2022г, разработка осуществляется на «щадящем» режиме работы эксплуатационных добывающих скважин с применением ППД. График разработки эксплуатационного объекта месторождения представлен на рисунке 3.2.2.

В 2019г было добыто 27,5 тыс. т нефти, 68,4 тыс.т жидкости и 0,82 млн.м³ газа. Среднегодовой дебит нефти составил 9,3 т/сут, дебит жидкости 23,1 т/сут, при обводненности 59,8%.

В 2020г по месторождению добыто 10,1 тыс.т нефти и 26,9 тыс.т жидкости. Уменьшение добычи нефти и жидкости обусловлено остановкой добычи на месторождении и его консервацией на 6 месяцев из-за пандемии «COVID-19». В дополнение к этому, в 2020г права на недропользование перешли от ТОО «Фэлкон Ойл энд Гэс Лтд» к ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan», что также заняло определенный промежуток времени.

За 2021г добыча нефти по месторождению увеличилась по сравнению с предыдущим годом и составила 18,3 тыс.т нефти. Увеличение годовой добычи нефти обусловлено более высоким коэффициентом эксплуатации добывающих скважин. Добыча жидкости составила 55,6 тыс.т и газа 0,28 млн.м³. При этом среднегодовое значение газового фактора составило 15,2 м³/т, обводненности 67,1%. Уменьшение газового фактора по сравнению с предыдущим годом обусловлено снижением добычи газа из скважин Ш-6, Ш-7а, Ш-10, Ш-13, Ш-14 благодаря переводу на режим с уменьшением оборотов винтового насоса и, соответственно, увеличением добычи нефти на 8 тыс.т.

В 2022г было добыто 14,4 тыс.т нефти, что на 3,9 тыс.т меньше добычи предыдущего года. Снижение годовой добычи нефти обусловлено уменьшением среднегодового дебита нефти из-за роста обводненности до 72,2%.

За 2023г добыто 14,0 тыс.т нефти, 56,8 тыс.т жидкости и 0,15 млн.м³ газа. Среднегодовой дебит нефти составил 4,5 т/сут, при обводненности продукции – 75,4%. Текущий газовый фактор составляет 10,4 м³/т, что меньше, чем в предыдущем году. Уменьшение ГФ обусловлено низкой добычей газа, что скорее всего связано с бездействием в течение 9 месяцев скважины Ш-7а, демонстрировавшей высокие показатели добычи газа в 2022г. Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин на дату отчета составляет 0,66 доли ед., что меньше чем в 2022г по причине бездействия скважины Ш-9 в течение 6 месяцев из-за ремонтных работ.

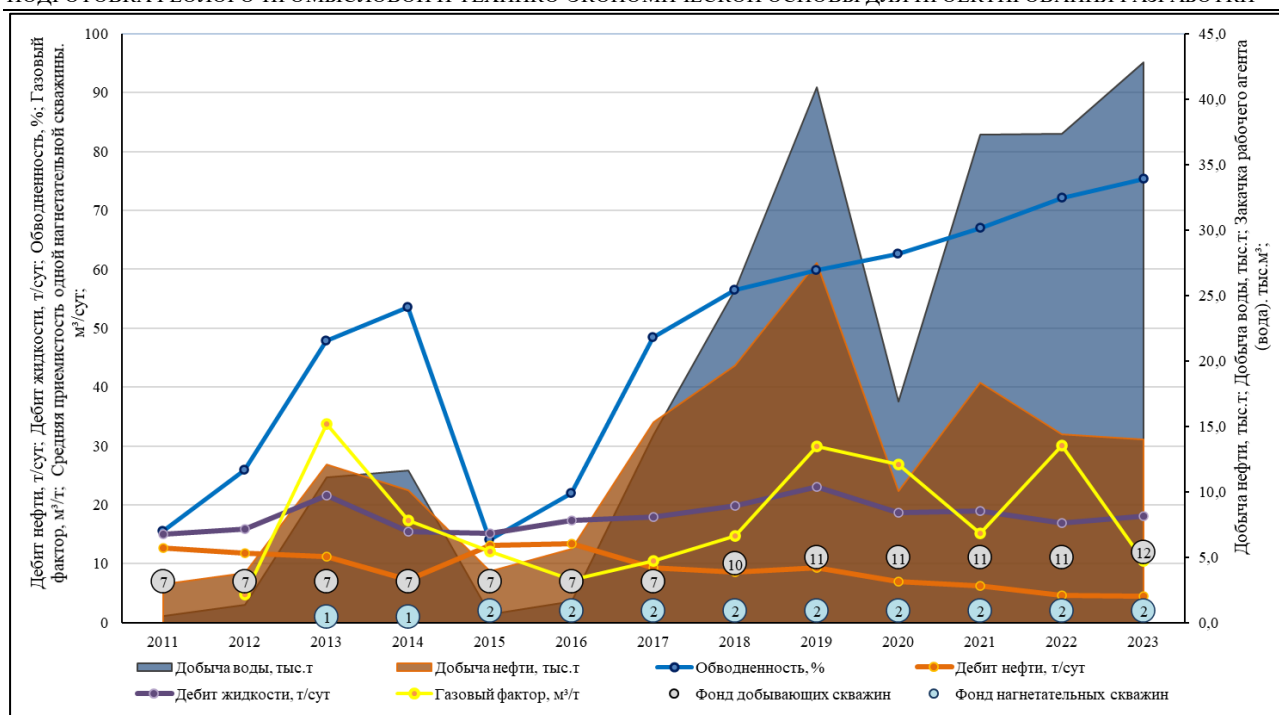


Рис. 3.2.2 – Графики разработки по месторождению в целом

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В настоящее время разработка месторождения осуществляется в соответствии с ПР-2022г. В таблице 3.2.7 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. На рисунке 3.2.3 представлены графики сравнения проектных и фактических показателей разработки.

В целом по месторождению можно констатировать небольшое отклонение от действующего проектного документа по добыче нефти, отчасти обусловленное эксплуатацией добывающих скважин на «сдающем» режиме из-за риска большого роста обводненности продукции. Фонд нагнетательных скважин меньше проектного, т.к. проектом предполагалось перевести добывающую скважину Ш-6 под нагнетание при условии 100% обводнения продукции. Однако, данная скважина после некоторого простоя является дающей продукцию с показателями дебита нефти и обводненности на 01.12.2023г в количестве 1,7 т/сут и 88,1% соответственно.

На месторождении за период 2019-2021гг фактическая добыча нефти существенно отстает от проектных показателей. Введенные из бурения 4 новые добывающие скважины (Ш-12, 13, 14, 15) не оправдали заложенную в проект высокую добычу нефти из новых скважин и по ним было добыто меньше нефти, чем ожидалось. Кроме того, в 2019г по скважине Ш-15 был получен дебит с практически 100% обводненностью, а в 2020г месторождение было остановлено по причине пандемии.

Так, в 2019г фактическая добыча нефти отстает от проектной на 44,5% и составляет 27,5 тыс.т, однако добыча жидкости превысила проектный показатель на 1,3% и составила 68,4 тыс.т. Обводненность при этом достигла 59,8%, что превышает проектное значение на 33,3%. Низкий показатель по добыче нефти обусловлен более низким среднегодовым дебитом нефти. Добыча газа ниже проектной на 35% и составила 0,82 млн.м³ из-за меньшей добычи нефти.

За 2020г добыча нефти и жидкости значительно отстает от проектных показателей на 77,6% и 70,4%, составляя 10,1 тыс.т нефти и 26,9 тыс.т жидкости. Сравнительно низкие значения обусловлены остановкой месторождения более чем на полгода, по причине пандемии «COVID-19» и перехода месторождения от предыдущей компании-недропользователя на баланс компании «Sunrise Energy Kazakhstan».

В 2021г было добыто 18,3 тыс.т нефти и 55,6 тыс.т жидкости, что меньше проектных величин на 52% и 41% соответственно. Однако обводненность при этом оказалась выше и составила 67,1%. Добыча газа составила 0,27 млн.м³. Причиной отставания фактической добычи нефти является расхождение среднего дебита нефти с проектным значением, а

также более низкий коэффициент эксплуатации добывающих скважин по причине коротких МРП из-за проведения ремонтных работ по ограничению водопритоков.

В 2022г показатель добычи нефти меньше проектного на 30% и достигает 14,4 тыс.т. Низкий показатель добычи связан с меньшим среднегодовым дебитом нефти и более низким коэффициентом использования фонда добывающих скважин в связи с длительным подбором оптимальных режимов эксплуатации скважин для выполнения рекомендаций ПР-2022г, где была отмечена необходимость эксплуатации скважин месторождения на «щадящем» режиме для снятия рисков прорыва газа и роста обводненности продукции. При этом, фактическое падение добычи нефти менее интенсивное, по сравнению с проектным, и составляет 21,3% при проектном 47,3%.

В 2023г по добыче составляют 14,0 тыс.т нефти, 56,8 тыс. т жидкости и 0,146 млн.м³ газа. Снижение добычи газа, скорее всего, связано с бездействием в течение 9 месяцев скважины Ш-7а, которая демонстрировала высокие показатели добычи газа в 2022г из-за прорывов газа ГШ.

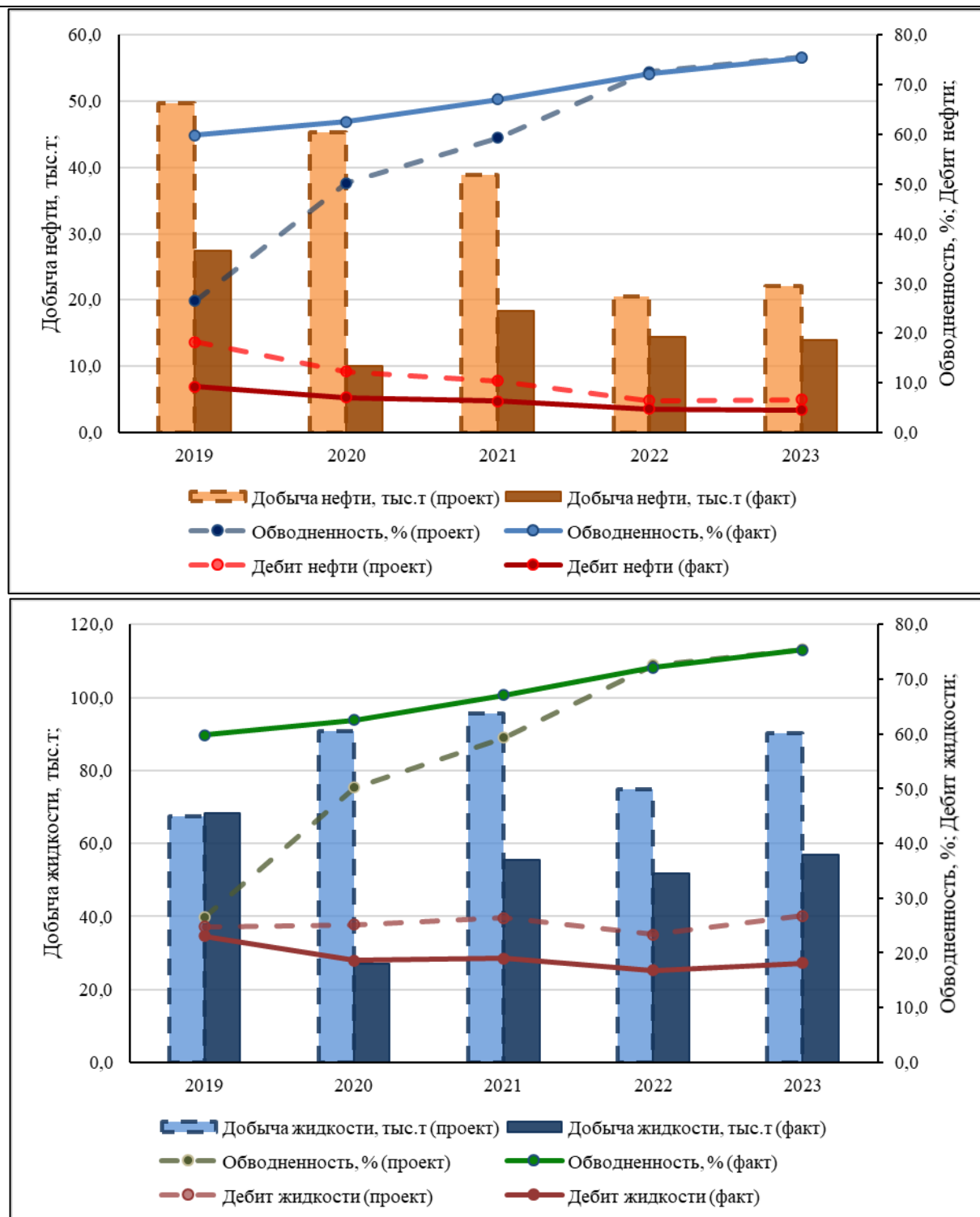


Рис. 3.2.3 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

№№ п/п	Показатели	2019г		2020г		2021г		2022г		2023г	
		АР-2017		ТС-2015				ПР-2022			
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	49,6	27,5	45,3	10,1	38,9	18,3	20,5	14,4	22,1	14,0
	в т.ч.: из новых скважин	4,96	2,9	0	0,0	0	0,0	0,6	0,0	1,2	0,0
	из переходящих скважин	44,7	24,6	45,3	10,1	38,9	18,3	19,9	14,4	20,8	14,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	141,68	100,9	196,26	110,9	245,2	129,2	149,5	143,7	171,5	157,7
3	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	10,72	5,8	9,8	2,1	8,4	3,9	4,4	3,0	4,8	3,0
4	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,38	6,9	21,7	2,7	23,9	5,1	6,1	4,2	7,0	4,2
5	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	30,6	21,3	64,8	23,5	73,2	27,3	32,3	30,4	37,1	33,3
6	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,080	0,053	0,162	0,059	0,184	0,069	0,081	0,076	0,093	0,084
7	Добыча газа, млн.м³	1,247	0,822	1,140	0,271	0,980	0,278	0,50	0,434	0,60	0,146
8	Накопленная добыча газа, млн.м³	5,57	4,1	9,70	4,4	10,70	4,65	5,50	5,08	6,10	5,23
9	Газовый фактор, м³/т	25,1	29,9	25,1	26,9	25,2	15,2	25,2	30,1	25,2	10,4
10	Добыча жидкости, тыс.т	67,46	68,4	90,9	26,9	95,5	55,6	74,8	51,8	90,1	56,8
	в т.ч.: из новых скважин	7	4,1	0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	из переходящих скважин	60,46	64,3	90,9	26,9	95,5	55,6	74,8	51,8	90,1	56,8
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	222,94	208,5	478,3	235,4	573,8	291,0	370,3	342,8	460,5	399,6
12	Обводненность продукции (по весу), %	26,5	59,8	50,2	62,6	59,3	67,1	72,6	72,2	75,5	75,4
13	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	73,28	39,6	95,1	18,3	96,8	35,6	46,6	45,4	55,6	40,0
14	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	139,12	76,8	379,5	95,2	476,3	130,7	179,6	176,1	235,2	206,0
15	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	99,2	55,2	100,0	65,0	100,0	61,5	65,0	84,8	65,0	68,3
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	57,69	34,7	75,47	38,1	78,78	42,6	46,2	48,8	48,8	49,1
17	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	13,9	13,9	15,6	13,9	15,6	13,9	14,8	13,9	15,4	14,55
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	1	0	0	0	0	1	0	1	1
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0
	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
19	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0
20	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	11	11	11	11	11	11	11	11	12	12
21	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	11	9	11	7	11	10	11	10	12	11
22	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	4	2	4	2	3	2	3	2
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	4	1	4	2	3	2	3	2
26	Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	18,2	9,3	12,2	7	10,4	6,2	6,4	4,7	6,6	4,5
	по жидкости	24,76	23,1	25,2	18,6	26,4	18,9	23,4	16,9	26,8	18,1
27	Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти	25,5	23,2	0,0	0,0	0	0,0	3,7	0,0	7,6	0,0
	по жидкости	36,3	32,8	0,0	0,0	0	0,0	12,4	0,0	24,2	0,0
28	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	111,54	96,9	100,09	68,9	75,14	87,5	54,3	81,7	53,4	94,9
29	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,71	0,9	0,33	0,9	0,67	0,90	0,70	0,90	0,72
30	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,9	0,86	0,9	0,67	0,9	0,86	0,90	0,82	0,90	0,79
	в т.ч.: новых скважин	0,45	0,82	0,45	0,0	0,45	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0
31	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,9	0,56	0,9	0,36	0,9	0,56	0,90	0,61	0,90	0,58
32	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	0,9	0,64	0,9	0,62	0,9	0,67	0,90	0,76	0,90	0,66

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Оценка состояния выработки запасов нефти выполнена на основании промысловых и геофизических данных по отборам нефти и жидкости, продвижению ВНК, а также по коэффициенту нефтеизвлечения.

Согласно отчету «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа на месторождении Шоба (по состоянию на 02.01.2023г)» (Протокол ГКЗ от 21.08.2013г №1316-13-У), запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- C_1 : геологические / извлекаемые запасы – 1876 / 473 тыс.т.
- C_2 : геологические / извлекаемые запасы – 18 / 2 тыс.т

На дату проектирования (01.01.2024г) накопленная добыча нефти по месторождению составила 157,7 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 33,3%. Текущий КИН составляет 0,084 д.ед.

Для определения величин, вовлеченных в активную разработку запасов нефти разрабатываемого I эксплуатационного объекта месторождения на фактических показателях разработки выполнены соответствующие расчеты и построены характеристики вытеснения на основе широко используемых в Казахстане статистических эмпирических методик (рис. 3.2.5). Данные методики позволяют определить величину вовлеченных запасов нефти при действующей системе разработки и применяемых технологиях добычи нефти.

В таблице 3.2.10 приведены основные расчетные показатели, характеризующие выработку запасов на дату проектирования. В данной таблице, с определенной долей условности, связанной с влиянием на результат множества факторов, в т.ч. длительности разработки месторождения, представлены по I эксплуатационному объекту величины накопленной добычи нефти, остаточных извлекаемых запасов, а также результаты расчета запасов, вовлеченных в процесс выработки и потенциальных остаточных извлекаемых запасов нефти (ОИЗ). Как видно из таблицы, вовлеченные запасы нефти меньше утвержденных НИЗ. Поэтому в оставшееся время разработки следует сосредоточить внимание на выработке запасов нефти горизонта Т₂-II, имеющего 100% НИЗ и ОИЗ нефти месторождения. Так как месторождение некоторое время разрабатывалось форсированным режимом, темп увеличения обводненности вырос. Это негативно повлияло на выработку извлекаемых запасов.

Таблица 3.2.10 – Результаты расчета вовлеченных запасов нефти

Показатели		Значения
Утвержденные НГЗ, тыс.т		1 876
Утвержденные НИЗ, тыс.т		473
Утвержденный КИН, доли ед.		0,252
Накопленная добыча, тыс.т		157,7
Текущий КИН, д.ед.		0,084
Отбор от НИЗ, %		33,3
ОИЗ, тыс.т		315
Вовлеченные запасы, тыс.т		283
Потенциальный КИН, доли ед.		0,151
Потенциальные ОИЗ, тыс.т		125
Зависимость накопленной добычи от L_n (ВНФ)	139	349,1
	0,074	0,189
Методика Назарова С.Н. и Сипачева Н.В.	473	411,0
	0,252	0,223
Зависимость удельной добычи от накопленной	225	224,9
	0,120	0,122
Методика Максимова М.И.	349	249,2
	0,186	0,135
Методика Сазонова Б.Ф.	287	232,9
	0,153	0,126
Методика Камбарова Г.С.	224	173,6
	0,120	0,094

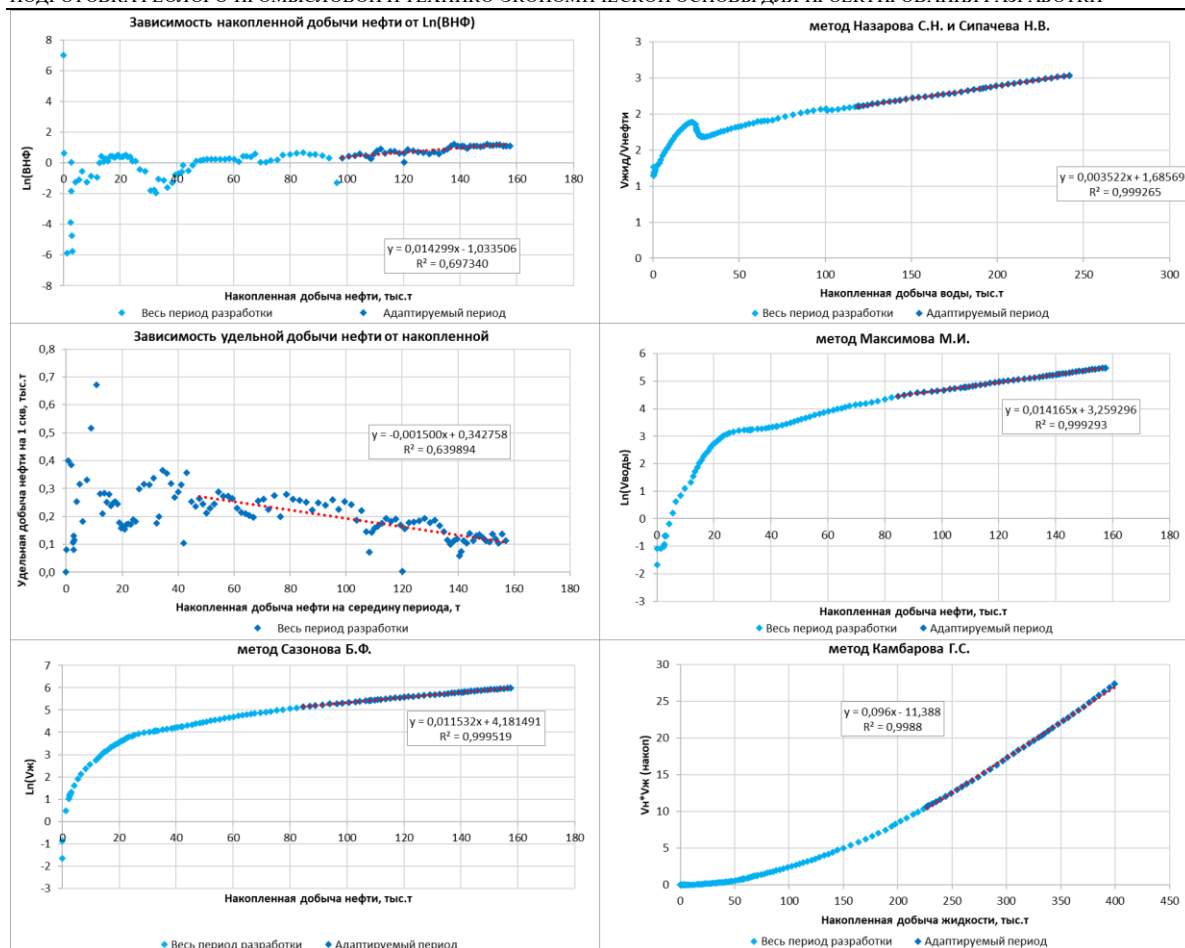


Рис. 3.2.5 - Характеристики вытеснения по различным методикам

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала с точки зрения оптимальности работы двух составляющих систем: системы скважин и системы методов воздействия. Для оценки собраны промысловые данные, обобщены результаты всех проведенных исследований, характеристика текущего состояния разработки, сведения о выполнении мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки, сравнение фактических и проектных показателей разработки месторождения. Далее представлено сравнение проектных и фактических показателей разработки и сделана оценка эффективности каждой из данных систем.

Месторождение Шоба имеет относительно небольшую историю разработки. Промышленная разработка месторождения начата в 2016г на основании проекта ТС-2015г (протокол ЦКРР от 15.05.2015г. №59/7, протокол рабочей группы КГиН от 25.05.2015 №10-04-3169). Активное разбуривание площади нефтеносности месторождения начато в 2017г.

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробурено 17 скважин. Представление о геологическом строении разрабатываемого I эксплуатационного объекта и свойствах насыщающих породы флюидов, состоянии ресурсной базы месторождения в целом существенно не изменилось. Проведенная на месторождении добыча нефти с периодом форсированного отбора жидкости в 2017-2019гг отрицательно сказывается на технологических показателях разработки месторождения. **На сегодня существует необходимость в пересмотре текущих и итоговых показателей разработки месторождения.**

В настоящее время недропользователем месторождения является ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan». Несмотря на небольшой срок разработки, для месторождения характерны показатели **III стадии освоения**, с ростом обводненности и снижением уровней добычи нефти, хотя накопленный ВНФ составляет всего **1,5 т/т**. На дату проекта разработка месторождения ведется согласно утвержденным проектному документу – ПР-2022. Утвержденным вторым вариантом разработки ПР-2022г предусмотрен ввод из бурения 1 новой добывающей скважины в 2024г.

На дату составления настоящего проекта:

1. Реализация проектного добывающего фонда выполнена полностью;
2. Проектная нагнетательная скважина не была переведена, так как перевод предусматривался при условии 100% обводненности. Однако данная скважина после некоторого простоя является дающей продукцию нефти;
3. Основной способ эксплуатации – механизированный, скважины оборудованы ШВН. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти –157,7 тыс.т, жидкости – 399,6 тыс.т., газа – 5,2 млн.м³. В целом по месторождению можно констатировать небольшое отклонение от действующего проектного документа по добыче нефти, отчасти обусловленное эксплуатацией добывающих скважин на «щадящем» режиме из-за риска большого роста обводненности продукции;
4. Достигнутый на дату проекта КИН по месторождению в целом составляет 0,084 доли ед., выработанность извлекаемых запасов нефти при этом находится на уровне 33,3%. Добыча нефти за 2023г составила 14,0 тыс.т, при средней обводненности продукции 75,4% и дебите нефти 4,5 т/сут;
5. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 315 тыс.т. По месторождению вовлеченные в разработку запасы меньше утвержденных извлекаемых, что свидетельствует о необходимости проведения дополнительных работ, направленных на достижение утвержденных показателей.

Для достижения утвержденного значения КИН по месторождению необходимо дальнейшее разбуривание неохваченных выработкой участков залежи, а также проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти.

В целом, выполненный анализ показывает, что на дату проектирования разработка месторождения проводится в определенной степени эффективно, однако на эффективности разработки отрицательно сказывается проведенный в предыдущие годы форсированный отбор жидкости. В связи с этим, на сегодня по месторождению требуется проведение дополнительных мероприятий по увеличению охвата пластов вытеснением. Для увеличения охвата пластов вытеснением и достижения утвержденного по месторождению КИН, необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию из бурения добывающие скважины, проводить ГТМ по ограничению водопритоков, различным обработкам скважин (в т.ч. ГКО), вводу из бездействия и т.д. Следует отметить, что бурение каждой новой скважины позволяет детализировать геологическое строение месторождения и влияет на последовательную трансформацию реализуемой системы разработки, направленную на выбор наиболее рационального и комплексного варианта использования недр.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

Как известно, технологические показатели разработки месторождения зависят от многих факторов, в число которых в первую очередь входят фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, геолого-физические характеристики продуктивных залежей, технология разработки, технология добычи, системы воздействия, конструкции скважин, производительность и др.

Полученная в результате бурения, испытания и длительной эксплуатации скважин данного месторождения геолого-промысловая информация о геологическом строении залежей и продуктивных характеристиках пластов позволяет использовать модель послойно- и зонально-неоднородного по продуктивности пласта для расчета прогнозного коэффициента извлечения нефти (КИН) и, соответственно, технологических показателей разработки месторождения.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза технологических показателей разработки, положена известная схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта и статистические характеристики добычи нефти и жидкости. Согласно принятой схеме, продуктивный пласт состоит из правильной формы бессистемно расположенных зон с линейным размером неоднородности d , отличающихся по средней продуктивности, а каждая

зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации проницаемости V_2 , являющимся статистическим параметром.

Наряду с геологическими характеристиками пласта-коллектора, модель учитывает физические характеристики залежей и свойства пластовых флюидов, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемой воды, начальное положение ВНК и т.п. По использованной методике, с учетом зональной неоднородности различных свойств элементов залежи и геолого-физических характеристик продуктивных горизонтов по площади и разрезу, а также фактической динамики технологических показателей эксплуатации скважин в зависимости от результатов выполненных ГТМ и производительности применяемого скважинного оборудования рассчитана динамика добычи нефти и жидкости при имеющихся и заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использована имеющаяся промысловая информация и гидродинамические формулы расчета основных технологических показателей разработки.

3.3.2 Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров расчетной модели выполнена по результатам предыдущего периода разработки, с учетом показателей эксплуатации скважин с начала освоения месторождения, а также на основе построения зависимостей коэффициента продуктивности скважин по нефти и жидкости от забойного давления, фактической динамики продуктивности и получения таким образом зависимости добычи нефти по добывающим скважинам и объемов закачки по нагнетательным скважинам от времени эксплуатации, технологических режимов и технологии добычи.

После идентификации параметров по изложенной схеме получена адаптированная расчетная модель эксплуатационного объекта месторождения, отражающая характеристики действующей системы разработки, применяемой технологии эксплуатации скважин и их технологических режимов. В дальнейшем, на базе полученной модели с учетом эффективности рекомендуемых и успешно проведенных ранее дополнительных мероприятий, и опыта разработки нефтяных месторождений Атырауской области, проведен прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

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

На месторождении Шоба поисково-разведочными скважинами вскрыт солевой комплекс, включающий галогенные отложения кунгурского яруса нижней перми и надсолевые, преимущественно терригенные отложения триаса, юры, мела и четвертично-неогеновые. Поднятие Шоба представляет собой брахиантиклинальную структуру, экранированную с северо-востока солью, а с северо-запада - стратиграфическим несогласием. Нефтеносность месторождения установлена в 2011г. получением притока нефти из среднетриасовых отложений.

В разрезе месторождения Шоба установлена промышленная нефтеносность в отложениях триаса. Промышленная разработка месторождения ведется с 2016г согласно проектному документу ТС-2015г с уточненными технологическими показателями в АР-2017г и в действующем на сегодня ПР-2022г. В целом, на дату отчета на месторождении выявлен один продуктивный среднетриасовый горизонт – Т₂-II с запасами категории С₁. Особенностью горизонта Т₂-II является наличие небольших запасов свободного газа по категории С₁, сосредоточенных в газовой шапке (ГШ), занимающей практически всю площадь горизонта.

В рамках утвержденных проектных документов в качестве эксплуатационного объекта был выделен один объект, представляющий горизонт Т₂-II.

На дату составления настоящего проекта за период времени, прошедший после утверждения ПР-2022г была пробурена одна проектная добывающая скважина Ш-16 и произведено опробование скважины Ш-1 из которого получен приток газа дебитом 39,62 тыс.м³/сут и определены коэффициенты фильтрационных сопротивлений $a = 0,1220 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$, $b = 0,00001426 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$. По результатам опробования запасы газа газовой шапки горизонта Т₂-II переведены из категории С₂ в категорию С₁.

Проект разработки составлен на основе подсчитанных и утвержденных ГКЗ начальных запасов нефти, растворенного газа и свободного газа с привлечением всей геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ 3Д, бурения поисковых и разведочных скважин, а также результатов пробной эксплуатации и

промышленной разработки месторождения. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа.

Продуктивная залежь горизонта Т₂-II месторождения сложена терригенными отложениями и представлена коллекторами порового типа. По типу, залежь относится к массивным, стратиграфически экранированным. Нефть среднетриасового Т₂-II горизонта по плотности относится к средним, малосернистым, парафинистым, малосмолистым. Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях в среднем составляет 12,7 мПа×с, кинематическая вязкость при 20 °С – 13,5 мм²/с.

- I эксплуатационный объект – залежь горизонта Т₂-II;

Исходные геолого-физические характеристики выделенного I основного эксплуатационного объекта приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики I эксплуатационного объекта

№№ п/п	Параметры	Значения
1	2	3
1	Тип залежи	Массивная, стратиграфически- экранированная
2	Тип коллектора	Терригенный
3	Средняя глубина залегания в своде, м	734 (- 620)
4	Отметка ВНК	-646,4
5	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	1400
6	Общая толщина, м	68,6
7	Эффективная толщина, м	41,6
8	Нефтенасыщенная толщина, м	13,1
9	Пористость по ГИС	0,236
10	Средняя нефтенасыщенность	0,656
11	Проницаемость по керну, мкм ²	197,7
12	Проницаемость по ГДИС, мкм ²	0,166
13	Коэффициент песчанистости	0,594
14	Коэффициент расчлененности	10,8
15	Пластовая температура, °С	25,0
16	Пластовое давление, МПа	7,2
17	Плотность нефти в пластовых усл., г/см ³	0,837
18	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	12,5
19	Содержание серы в нефти, %	0,29
20	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,051
21	Плотность газа по воздуху	0,654
22	Коэффициенты фильтрационного сопротивления, а, МПа ² /(тыс.м ³ /сут) b, МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	0,1220 0,00001426
23	Давл. нас. нефти газом, МПа	5,52
24	Газосодержание нефти, м ³ /т	26,1
25	Плотн. нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,857
26	Вязкость нефти в поверхностных условиях, мм ² /с	
27	при 20°	21,4
28	при 50°	10,9

Продолжение таблицы 3.4.1

1	2	3
29	Вязкость пластовой воды, мПа*с	-
30	Плотность пластовой воды, г/см ³	1,160
31	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т (ПЗ-2023г), С ₁	1876
32	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т (ПЗ-2023г), С ₁	473
33	Коэффициент нефтеизвлечения С ₁ , доли ед.	0,252
34	Геологические запасы пластового газа, млн. м ³ (ПЗ-2023г), С ₁	181
35	Извлекаемые запасы пластового газа, млн. м ³ (ПЗ-2023г), С ₁	87
36	Коэффициент извлечения газа, д.е. С ₁	0,482

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Варианты разработки месторождения рассмотрены с учетом необходимости обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтегазоизвлечения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки, в основном, определялись исходя из положений таких основополагающих документов как ЕПРКИН [4], «Инструкция по подсчету запасов углеводородов, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам» [5], «Методика классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов» [5], а также геолого-физических условий месторождения.

По результатам пробуренных скважин уточнена геологическая модель, согласно которой залежь имеет газовую шапку, а нефтяная часть залежи является водоплавающей. Глинистые пропластки не коррелируются и не создают протяженного барьера, а песчаные пропластки, вследствие крутого падения, пересекают как нефтяную часть, так и газовую и водоносную части залежи, создавая гидродинамическую связь между ее различными частями.

С целью обоснования наиболее оптимального расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 3 варианта разработки для нефтяной части залежи и 1 вариант разработки для газа газовой шапки.

Ниже представлено описание вариантов разработки.

Вариант 1 является базовым и предусматривает продолжение реализации решений утвержденного варианта разработки действующего проектного документа ПР-2022г, без перевод под нагнетание скважины Ш-6, в связи с притоком нефти в скважину после длительного ее бездействия, т.к. действующим проектом перевод под нагнетание данной скважины был предусмотрен в случае достижения 100% обводненности продукции и дополнительными ГТМ по борьбе с обводненностью продукции. Согласно 1 варианту,

эксплуатационный фонд скважин месторождения, в который на дату отчета входят 12 добывающих и 2 нагнетательные скважины остается соответственно факту.

Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки. Включает в себя ввод из бурения одной горизонтальной добывающей скважины Ш-17 в 2027г.

Вариант 3 отличается от 2 варианта бурением дополнительно одной вертикальной добывающей скважины Ш-18 в 2027г.

Для газа из газовой шапки рассчитан **вариант 1** разработки с использованием коэффициентов а и b, определенных при исследовании МУО, проведенном на скважине Ш-1. Добыча газа из газовой шапки запроектирована с 2030г, при достижении добычи 50% извлекаемых запасов нефти, согласно «Единым правилам...» (ЕПРКИН), с подключением одной добывающей скважины Ш-1, которая находится на дату проекта в наблюдательном фонде.

Как указывалось выше, особенностью месторождения Шоба является водоплавающий характер нефтяной залежи горизонта Т₂-II с газовой шапкой, выделенного в качестве единственного эксплуатационного объекта. Месторождение имеет высокую обводненность продукции полученную, в основном, по причине форсированных отборов, практикуемых ранее предыдущей компанией-недропользователем. В этой связи, по 2 и 3 вариантам дальнейшей разработки месторождения, помимо «шадящих» режимов эксплуатации добывающих скважин, предлагаются ГТМ по борьбе с обводненностью продукции.

Список рекомендуемых мероприятий по вариантам приведен в табличном приложении П.3.4.1. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки представлены в табл. 3.4.2.

Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

№№ п/п	Характеристики	I объект		
		Варианты		
		1	2	3
1	Режим разработки	Газоводонапорный	Газоводонапорный	Газоводонапорный
2	в том числе:	ППД	ППД	ППД
3	Система размещения скважин	рядная	рядная	рядная
4	Расстояние между скважинами	285,1	265	240
5	Плотность сетки, 10^4 м ² /скв	8,1	7,0	5,8
6	Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,953	0,966	0,967
7	Соотношение скважин, доб./наг.	6:1	6,5:1	7:1
8	Режим работы скважин:			
9	добывающих	$P_{заб} > P_{нас}$	$P_{заб} > P_{нас}$	$P_{заб} > P_{нас}$
10	нагнетательных	$P_{заб} \leq 0,9 * P_{гр}$	$P_{заб} \leq 0,9 * P_{гр}$	$P_{заб} \leq 0,9 * P_{гр}$
11	Коэффициент использования фонда скв., д. ед.			
12	Добывающих	0,95	0,95	0,95
13	Нагнетательных	0,95	0,95	0,95
14	Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.			
15	добывающих	0,9	0,9	0,9
16	нагнетательных	0,9	0,9	0,9
17	Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	14 (12/2)	15 (13/2)	16 (14/2)
18	Добывающий фонд пробуренный, ед.	12	13	14
19	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	0	1	2
20	Добывающий фонд проектный переводом из наблюдательных, ед.	-	-	-
21	Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	2	2	2
22	Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
23	Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	-	-	-
24	Принятый коэффициент компенсации отбора жидкости, %	65	65	65
25	Отношение пластового (а) и забойного давления (б) к давлению насыщения	1,4(а)/1,18(б)	1,4(а)/1,18(б)	1,4 (а)/1,18 (б)
26	Отношение пластового давления к забойному давлению	1,22	1,22	1,22
27	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам м ³ /т	25,0	25,1	26,0

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В настоящем проекте предусмотрены варианты разработки с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды через нагнетательные скважины.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт. В процессе разработки попутно-добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачана обратно в пласт для ППД.

Состав подземных вод месторождения изучен по анализам 15 проб, отобранных из 6 скважин Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-10 (горизонт Т₂-II). По характеристике В.А.Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, плотностью 1,13 - 1,18 г/см³. Величина минерализации изменяется от 204 до 270 г/л.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В качестве расчетной методики прогноза технологических показателей разработки использована слоисто-вероятностная модель «ТатНИПИнефть», учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов. Применение данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях работы скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях обосновано многолетним опытом использования в Казахстане. Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямо пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитываются параметры K_3 – коэффициент заводнения, F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных

запасов нефти и A – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывается динамика добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения проведено на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_z^2 – квадрат коэффициента вариации зональной неоднородности по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, V_n^2 – квадрат коэффициента вариации расчетной послойной неоднородности пластов по проницаемости, V_y^2 – квадрат коэффициента вариации неоднородности сетки скважин по языкообразованию, η_{cp} – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{cp,пр}$ – среднее значение проницаемости.

Принятые значения доли неколлектора по объектам и продуктивным горизонтам приведены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 – Результаты определения доли неколлектора

Горизонт	Средняя толщина горизонта, м	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Объем горизонта, тыс.м ³	Нефтенасыщенный объем пород, тыс.м ³	Доля неколлектора, доли ед.
T ₂ -II	18,4	1400	25760,0	13218	0,487

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения ($k_{охв}$) понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта. Для расчета $k_{охв}$ использована следующая формула:

$$k_{охв} = k_{сет} \times k_{зав}, \text{ где}$$

$k_{сет}$ – коэффициент сетки скважин, или k_1 , показывающий возможную долю охвата воздействием нефтяных пластов при проектной сетке скважин.

Для расчета составляющих коэффициента k_1 использована следующая формула:

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

где k_1^1 – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$k_1^1 = 1 - (h_{Hmin}/h_{внз})^2,$$

где h_{Hmin} – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (табл. 4.3.1);

$h_{внз}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

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

$$K_1^{\text{II}} = \exp (-m_p * S^1 * W^2 / d^2),$$

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

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

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^1 – площадь на одну скважину, км².

Обоснование количества резервных скважин

Во всех вариантах основных технологических показателей разработки предусмотрены резервные скважины, которые необходимы для вовлечения в разработку запасов нефти в отдельных линзах, зонах выклинивания и других застойных зонах, не вовлекающихся в разработку скважинами основного фонда.

С учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости, свойств пластовых жидкостей, плотности принятых основных сеток скважин для месторождения Шоба число резервных скважин принято 10% от основного фонда скважин.

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

Общее положение

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Шоба 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 «Методическими указаниями по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, 2018г.

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.

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Доход от реализации продукции был определен исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,8% от объема добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 100% товарной нефти реализуется на внутренний рынок. Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 80,0 тыс.тенге/тонна.

Добытый на месторождении свободный газ планируется использовать на собственные нужды для выработки электроэнергии, для обеспечения потребности промысла электроэнергией.

Капитальные вложения

Основой для расчета капитальных вложений явились расчетные показатели по бурению скважин.

Капитальные затраты по бурению, надземному строительству и обустройству приняты на основе данных, представленных заказчиком.

Расчет капитальных вложений произведен с учетом имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1- Нормативы для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Стоимость единицы тыс. тг
Ввод из бурения вертикальных	тыс.тг.	275 000,00
Ввод горизонтальных скважин	тыс.тг.	357 500,00
Хим.изоляция	тыс.тг.	9 280,00
РИР	тыс.тг.	20 000,00
Селективная изоляция	тыс.тг.	25 400,00
Перевод из бездействия	тыс.тг.	18 606,47
Обустройство устья добывающих скважин	тыс.тг.	33 700,00
Обустройство газодобывающей скважины	тыс.тг.	33 700,00
ГПЭС - 1500 кВт	тыс.тг.	200 000,00
Система ППД	тыс.тг.	111 111,11

Эксплуатационные затраты

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство;
- административные расходы
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

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

Условно-переменные:

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

Для определения нормативов расхода углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке, использованы фактически сложившиеся уровни и показатели технологических расчетов.

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

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

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тенге/скв.	400
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тенге/тонну нефти	4 170
Производственно-технические материалы	тенге/тонну нефти	2 190
ГСМ	тенге/тонну жидкости	570
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тенге/раб. ППП	2 100
Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс. тенге	5 400
Экологические расходы	тенге/тонну нефти	50
Затраты на страхование	тыс.тенге/раб.ППП	500
Затраты на ремонт скважин	тыс.тенге/скв.	2 470
Обще-административные расходы	тыс.тенге/раб.АУП	18 810
Затраты на страхование	тыс.тенге/раб.АУП	490
Арендные затраты	тыс.тенге/год	10 000
Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс. тенге	10 660

Таблица 3.5.3 - Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№№ п/п	Показатели	Значение
Цена		
1	Товарная нефть, %	99,8
2	Товарная нефть на внутренний рынок, %	100
3	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т.	80,0
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5 согласно ст.521.
2	Корпоративный подоходный налог, %	20 согласно ст.313
3	Налог на добычу, %	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	ОСМС, %	3%
7	ОПВР, %	1,5%
8	Налог на имущество, %	1,5 согласно ст.521.
9	Курс доллара США, тенге.	450
10	Индекс инфляции, %	4

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно принятой в рамках настоящего проекта стратегии, значительных изменений в реализуемой системе разработки не предусматривается по экономическим причинам. С учетом Технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик, добычных возможностей продуктивных пластов, их остаточных запасов, принятых местоположений скважин, их конструкций и других параметров, по трем основным вариантам рассчитаны технологические показатели разработки.

Разработка месторождения будет реализована на естественном упруго-водогазонапорном режиме с дополнительным поддержанием пластового давления посредством заводнения.

В рамках отчета рассчитаны 3 основных варианта разработки, отличающиеся количеством вводимых в эксплуатацию новых добывающих скважин и водоизоляционными работами.

В таблицах 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 представлены прогнозные технологические показатели разработки по рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки газонефтяной залежи и 1 варианту по разработке газовой шапки месторождения. Показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.4.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2024	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	4,2	17,0	32,8
2025	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	4,1	16,9	62,5
2026	0	0	0	17	14,75	0	0	0	12	12	2	3,9	16,8	62,0
2027	1	1	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,2	17,5	67,0
2028	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,4	18,1	72,4
2029	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	4,2	18,0	71,7
2030	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,9	17,9	71,1
2031	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,8	17,8	70,5
2032	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,6	17,8	70,0
2033	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,4	17,7	69,4
2034	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,2	17,6	68,8
2035	0	0	0	18	15,4	0	0	0	13	13	2	3,1	17,5	68,3
2036	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,9	17,4	67,8
2037	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	3,0	18,4	65,9
2038	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,9	18,3	65,4
2039	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,7	18,2	64,9
2040	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,6	18,1	64,5
2041	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,5	18,1	64,0
2042	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,4	18,0	63,6
2043	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,2	17,9	63,1
2044	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,1	17,8	62,7
2045	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	2,0	17,7	62,3
2046	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	1,9	17,7	61,9
2047	0	0	0	18	15,4	0	0	0	12	12	2	1,9	17,6	61,5

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2024	9,2	1,9	2,9	166,9	35,3	0,089	36,9	36,9	436,5	384,7	75,1	22,8	228,8	65,0	52,5	0,231	5,456
2025	17,0	3,6	5,5	183,9	38,9	0,098	70,4	70,4	506,9	455,1	75,9	43,3	272,1	65,0	54,2	0,427	5,883
2026	16,3	3,4	5,6	200,1	42,3	0,107	70,1	70,1	576,9	525,2	76,8	43,0	315,1	65,0	55,4	0,409	6,292
2027	18,0	3,8	6,6	218,1	46,1	0,116	75,5	75,5	652,5	600,7	76,2	46,4	361,5	65,0	56,5	0,453	6,745
2028	19,7	4,2	7,7	237,8	50,3	0,127	81,5	81,5	734,0	682,2	75,9	50,2	411,7	65,0	57,4	0,495	7,241
2029	18,7	4,0	8,0	256,5	54,2	0,137	81,2	81,2	815,2	763,4	76,9	49,8	461,5	65,0	58,1	0,471	7,711
2030	17,8	3,8	8,2	274,3	58,0	0,146	80,8	80,8	896,0	844,2	78,0	49,3	510,8	65,0	58,7	0,447	8,159
2031	16,9	3,6	8,5	291,2	61,6	0,155	80,4	80,4	976,4	924,6	79,0	48,9	559,7	65,0	59,2	0,425	8,584
2032	16,1	3,4	8,8	307,3	65,0	0,164	80,1	80,1	1056,5	1004,7	79,9	48,5	608,2	65,0	59,7	0,405	8,989
2033	15,3	3,2	9,2	322,6	68,2	0,172	79,7	79,7	1136,2	1084,4	80,8	48,1	656,4	65,0	60,0	0,385	9,373
2034	14,6	3,1	9,7	337,2	71,3	0,180	79,3	79,3	1215,5	1163,7	81,6	47,7	704,1	65,0	60,3	0,366	9,739
2035	13,9	2,9	10,2	351,0	74,2	0,187	79,0	79,0	1294,4	1242,7	82,5	47,4	751,5	65,0	60,6	0,348	10,088
2036	13,2	2,8	10,8	364,2	77,0	0,194	78,6	78,6	1373,0	1321,3	83,2	47,0	798,5	65,0	60,8	0,332	10,419
2037	12,5	2,6	11,5	376,7	79,6	0,201	76,5	76,5	1449,6	1397,8	83,7	45,7	844,2	65,0	61,1	0,314	10,734
2038	11,9	2,5	12,4	388,6	82,2	0,207	76,2	76,2	1525,7	1474,0	84,4	45,3	889,5	65,0	61,2	0,299	11,033
2039	11,3	2,4	13,4	399,9	84,6	0,213	75,8	75,8	1601,5	1549,8	85,1	45,0	934,6	65,0	61,4	0,285	11,318
2040	10,8	2,3	14,8	410,7	86,8	0,219	75,5	75,5	1677,0	1625,3	85,7	44,7	979,3	65,0	61,6	0,271	11,589
2041	10,3	2,2	16,5	421,0	89,0	0,224	75,1	75,1	1752,2	1700,4	86,3	44,4	1023,7	65,0	61,7	0,258	11,848
2042	9,8	2,1	18,8	430,8	91,1	0,230	74,8	74,8	1827,0	1775,2	86,9	44,1	1067,8	65,0	61,8	0,246	12,094
2043	9,3	2,0	22,1	440,1	93,1	0,235	74,5	74,5	1901,4	1849,7	87,5	43,8	1111,6	65,0	62,0	0,235	12,329
2044	8,9	1,9	27,1	449,0	94,9	0,239	74,1	74,1	1975,6	1923,8	88,0	43,5	1155,1	65,0	62,1	0,224	12,552
2045	8,5	1,8	35,3	457,5	96,7	0,244	73,8	73,8	2049,4	1997,6	88,5	43,2	1198,3	65,0	62,2	0,213	12,765
2046	8,1	1,7	52,1	465,6	98,4	0,248	73,5	73,5	2122,8	2071,1	89,0	42,9	1241,2	65,0	62,3	0,203	12,969
2047	7,7	1,6	100,0	473,3	100,1	0,252	73,1	73,1	2196,0	2144,2	89,5	42,7	1283,9	65,0	62,4	0,194	13,162

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда и показателей разработки газовой шапки. Вариант 1

Срок разработки, годы	Годы	Количество газовых скважин Нскв., ед.	Дни работы 1 скважины Траб, сут.	Процент от قابс.св., %	Годовая добыча газа Q _г , тыс. м ³	Накопленная добыча газа ΣQ _г , тыс. м ³	Коэффициент извлечения газа КИГ, д.ед.	Пластовое давление на начало года Рпл, МПа	Пластовое давление на конец года Рпл, МПа	Забойное давление Рзаб, МПа	Устьевое давление Руст, МПа
1	2030	1	182,5	49,1	3214,2	3214,2	0,018	6,00	5,89	5,37	4,83
2	2031	1	328,5	49,8	5731,1	8945,3	0,049	5,89	5,70	5,27	4,74
3	2032	1	328,5	51,2	5632,5	14577,8	0,081	5,70	5,52	5,08	4,57
4	2033	1	328,5	52,6	5533,9	20111,7	0,111	5,52	5,33	4,89	4,40
5	2034	1	328,5	54,1	5435,3	25547,0	0,141	5,33	5,15	4,71	4,23
6	2035	1	328,5	55,6	5336,7	30883,7	0,171	5,15	4,98	4,53	4,07
7	2036	1	328,5	57,3	5238,1	36121,8	0,200	4,98	4,80	4,35	3,91
8	2037	1	328,5	59,0	5139,5	41261,3	0,228	4,80	4,63	4,17	3,76
9	2038	1	328,5	60,8	5040,8	46302,1	0,256	4,63	4,47	4,00	3,60
10	2039	1	328,5	62,7	4942,1	51244,2	0,283	4,47	4,30	3,84	3,45
11	2040	1	328,5	64,8	4843,5	56087,7	0,310	4,30	4,14	3,67	3,31
12	2041	1	328,5	66,9	4744,8	60832,5	0,336	4,14	3,98	3,51	3,16
13	2042	1	328,5	69,2	4646,1	65478,5	0,362	3,98	3,83	3,36	3,02
14	2043	1	328,5	71,5	4547,3	70025,9	0,387	3,83	3,68	3,20	2,88
15	2044	1	328,5	74,0	4448,6	74474,4	0,411	3,68	3,53	3,05	2,75
16	2045	1	328,5	76,6	4349,8	78824,2	0,435	3,53	3,39	2,90	2,61
17	2046	1	328,5	79,3	4251,0	83075,2	0,459	3,39	3,25	2,76	2,48
18	2047	1	328,5	82,1	4152,2	87227,4	0,482	3,25	3,11	2,62	2,36

Таблица 4.1.3 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

№№ п/п	Наименование	И объект
1	2	3
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., $10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$	7,0
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	19,7
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	4,2
4	Год выхода на проектный уровень	2028
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	81,5
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. $\text{м}^3/\text{год}$	0,495
8	Проектный уровень закачки воды, тыс. $\text{м}^3/\text{год}$	50,2
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	18
10	в том числе: добывающих	13
11	нагнетательных	2
12	специальных	
13	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	1
14	в том числе: добывающих	1
15	нагнетательных	
16	специальных	
17	Фонд резервных скважин, шт.	0
18	Фонд скважин-дублеров, шт.	
19	Накопленная добыча за проектный период, тыс. т: нефти	315,6
20	жидкости	1796,4
21	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т: нефти	473,3
22	жидкости	2196,1
23	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,252
24	Средняя обводненность к концу разработки, %	89,5

4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки

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

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

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной

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

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

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.4. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях П.4.2.1-П.4.2.8.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения. Вариант 2

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Стоимость единицы тыс. тг	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Бурение и ГТМ	тыс.тг.		510 206	40 000	19 302	27 432	400 400	0	0	23 072	0	0
Ввод из бурения вертикальных	тыс.тг.	275 000,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод горизонтальных скважин	тыс.тг.	357 500,00	400 400	0	0	0	400400	0	0	0	0	0
Хим.изоляция	тыс.тг.	9 280,00	19 302	0	19302	0	0	0	0	0	0	0
РИР	тыс.тг.	20 000,00	40 000	40000	0	0	0	0	0	0	0	0
Селективная изоляция	тыс.тг.	25 400,00	27 432	0	0	27432	0	0	0	0	0	0
Перевод из бездействия	тыс.тг.	18 606,47	23 072	0	0	0	0	0	0	23072	0	0
Обустройство промысла	тыс.тг.		447 532	0,00	0,00	120 000,00	37 744,00	0,00	0,00	289 788,00	0,00	0,00
Обустройство устья добывающих скважин	тыс.тг.	33 700,00	37 744	0,00	0,00	0,00	37 744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство газодобывающей скважины	тыс.тг.	33 700,00	41 788	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41 788,00	0,00	0,00
ГПЭС - 1500 кВт	тыс.тг.	200 000,00	248 000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	248 000,00	0,00	0,00
Система ППД	тыс.тг.	111 111,11	120 000	0	0	120 000	0	0	0	0	0	0
Всего капитальных вложений	тыс.тг.		957 738	40 000,00	19 302,40	147 432,00	438 144,00	0,00	0,00	312 860,02	0,00	0,00

Таблица 4.2.2 - Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 2

Производственный доход	Ед.изм	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Реализация по направлениям с учетом потерь													
Нефть													
на внутренний рынок	тыс. тонн	315	9,160547	16,9	16,2	18,0	19,6	18,7	17,8	16,9	16,1	15,3	14,5
Цена реализации продукции													
Нефть													
на внутренний рынок	тг/тонн		80 000,0	83 200,0	86 400,0	89 600,0	92 800,0	96 000,0	99 200,0	102 400,0	105 600,0	108 800,0	112 000,0
Производственная доход от реализации													
Нефть													
на внутренний рынок	тыс.тг.	35 204 722	732 843,74	1 410 125,78	1 402 270,49	1 610 607,72	1 823 508,83	1 792 873,53	1 761 158,12	1 728 556,25	1 695 242,70	1 661 374,99	1 627 094,88
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	35 204 722	732 843,74	1 410 125,78	1 402 270,49	1 610 607,72	1 823 508,83	1 792 873,53	1 761 158,12	1 728 556,25	1 695 242,70	1 661 374,99	1 627 094,88

Продолжение таблицы 4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Реализация по направлениям с учетом потерь														
Нефть														
на внутренний рынок	тыс. тонн	13,8	13,2	12,5	11,9	11,3	10,8	10,3	9,8	9,3	8,9	8,5	8,1	7,7
Цена реализации продукции														
Нефть														
на внутренний рынок	тг/тонн	115 200,0	118 400,0	121 600,0	124 800,0	128 000,0	131 200,0	134 400,0	137 600,0	140 800,0	144 000,0	147 200,0	150 400,0	153 600,0
Производственная доход от реализации														
Нефть														
на внутренний рынок	тыс.тг.	1 592 529,75	1 557 793,85	1 516 804,36	1 481 998,27	1 447 300,53	1 412 783,36	1 378 510,77	1 344 539,22	1 310 918,39	1 277 691,76	1 244 897,17	1 212 567,35	1 180 730,40
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	1 592 529,75	1 557 793,85	1 516 804,36	1 481 998,27	1 447 300,53	1 412 783,36	1 378 510,77	1 344 539,22	1 310 918,39	1 277 691,76	1 244 897,17	1 212 567,35	1 180 730,40

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг.	209 152	5600	5824	6048	6720	6960	7200	7936	8192	8448	8704	8960
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг.	1 838 724	38276	73650	73240	84121	95241	93641	91984	90282	88542	86773	84982
Производственно-технические материалы	тыс.тг.	965 661	20102	38680	38464	44179	50019	49178	48308	47414	46500	45571	44631
ГСМ	тыс.тг.	1 501 718	21007	41737	43146	48215	53915	55519	57107	58679	60236	61777	63303
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг.	1 568 640	42000	43680	45360	50400	52200	54000	59520	61440	63360	65280	67200
ФОТ ПП	тыс.тг.	4 033 646	108000	112320	116640	129600	134229	138857	153051	157989	162926	167863	172800
Экологические расходы	тыс.тг.	22 047	458,945	883	878	1009	1142	1123	1103	1083	1062	1040	1019
Затраты на страхование	тыс.тг.	373 486	10000	10400	10800	12000	12429	12857	14171	14629	15086	15543	16000
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг.	528 778	14820	15413	16006	17982	18624	19266	19908	20550	21193	21835	22477
Всего	тыс.тг.	11 041 850	260 263,41	342 586,07	350 581,90	394 225,10	424 757,54	431 641,01	453 089,42	460 256,72	467 351,34	474 386,04	481 372,31
Налоги от ФОТ ПП	тыс.тг.	114 634	17 496,00	2 913,02	3 025,06	3 398,52	3 519,90	3 641,27	3 762,65	3 884,03	4 005,40	4 126,78	4 248,15
Налог на имущество	тыс.тг.	654 655	90 809,80	75 311,78	64 877,25	59 810,81	47 979,29	40 992,38	39 575,98	32 149,37	27 894,73	24 306,95	21 261,78
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	880 118	18 321,09	35 253,14	35 056,76	40 265,19	45 587,72	44 821,84	44 028,95	43 213,91	42 381,07	41 534,37	40 677,37
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	186 449	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 870,41	12 250,14	12 039,45	11 828,74	11 618,00
Всего платежей в бюджет Государства	тыс.тг.	1 835 856	126 626,90	113 477,94	102 959,07	103 474,53	97 086,91	89 455,49	94 237,99	91 497,44	86 320,65	81 796,84	77 805,31
Общеадминистративные расходы	тыс.тг.	12 289 630	326 869,20	342 937,30	356 127,19	394 896,88	409 000,34	423 103,80	465 527,74	480 544,77	495 561,79	510 578,82	525 595,84
Обще-административные расходы	тыс.тг.	7 025 266	188 100,00	195 624,00	203 148,00	225 720,00	233 781,43	241 842,86	266 564,57	275 163,43	283 762,29	292 361,14	300 960,00
Затраты на страхование	тыс.тг.	183 008	4 900,00	5 096,00	5 292,00	5 880,00	6 090,00	6 300,00	6 944,00	7 168,00	7 392,00	7 616,00	7 840,00
Арендные затраты	тыс.тг.	350 400	10 000,00	10 400,00	10 800,00	11 200,00	11 600,00	12 000,00	12 400,00	12 800,00	13 200,00	13 600,00	14 000,00
ФОТ АУП	тыс.тг.	3 981 358	106 600,00	110 864,00	115 128,00	127 920,00	132 488,57	137 057,14	151 067,43	155 940,57	160 813,71	165 686,86	170 560,00
Налоги от ФОТ АУП	тыс.тг.	749 598	17 269,20	20 953,30	21 759,19	24 176,88	25 040,34	25 903,80	28 551,74	29 472,77	30 393,79	31 314,82	32 235,84
Обязательства недропользователя	тыс.тг.	641 705	54 705,75	68 039,97	75 751,21	80 206,96	79 377,98	13 402,37	13 083,25	17 313,56	13 980,84	14 160,35	14 373,18
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	54 585	6 253,11	11 569,36	11 078,80	12 270,34	13 413,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	119 400	3 452,63	4 142,17	5 571,15	8 913,92	4 858,64	4 247,58	4 316,41	4 761,61	4 602,57	4 673,51	4 743,86
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	144 020	0,00	7 328,44	14 101,26	14 022,70	16 106,08	4 247,58	4 316,41	4 761,61	4 602,57	4 673,51	4 743,86
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	323 699	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	45 000,00	4 907,22	4 450,43	7 790,33	4 775,70	4 813,32	4 885,46
Всего	тыс.тг.	25 809 041	768 465,25	867 041,27	885 419,37	972 803,47	1 010 222,78	957 602,68	1 025 938,41	1 049 612,48	1 063 214,62	1 080 922,05	1 099 146,64
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	7 241 999	1 152 815,23	918 192,64	756 634,97	676 656,48	553 031,95	455 307,41	424 505,32	355 231,38	299 078,35	253 262,61	215 635,26
Налогооблагаемая прибыль	тыс.тг.	2 153 682	-1 188 436,74	-375 108,14	-239 783,85	-38 852,24	260 254,11	379 963,44	310 714,39	323 712,39	332 949,73	327 190,33	312 312,98
Налогооблагаемая прибыль учетом убытка	тыс.тг.	-8 862 188	-1 188 436,74	-1 563 544,88	-1 803 328,72	-1 842 180,96	-1 581 926,86	-1 201 963,42	-891 249,03	-567 536,64	-234 586,91	92 603,43	312 312,98
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	481 603	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65 438,07	62 462,60
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	2 674	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 673,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	1 669 405	-1 188 436,74	-375 108,14	-239 783,85	-38 852,24	260 254,11	377 289,85	310 714,39	323 712,39	332 949,73	261 752,27	249 850,38

Продолжение таблицы 4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг.	9 216	8 880	9 120	9 360	9 600	9 840	10 080	10 320	10 560	10 800	11 040	10 528	9 216
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг.	83 177	81 363	79 222	77 404	75 592	73 789	71 999	70 225	68 469	66 733	65 020	63 332	61 669
Производственно-технические материалы	тыс.тг.	43 683	42 730	41 606	40 651	39 699	38 752	37 812	36 881	35 958	35 047	34 147	33 261	32 387
ГСМ	тыс.тг.	64 814	66 310	66 286	67 725	69 149	70 559	71 955	73 338	74 706	76 061	77 402	78 729	80 044
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг.	69 120	66 600	68 400	70 200	72 000	73 800	75 600	77 400	79 200	81 000	82 800	78 960	69 120
ФОТ ПП	тыс.тг.	177 737	171 257	175 886	180 514	185 143	189 771	194 400	199 029	203 657	208 286	212 914	203 040	177 737
Экологические расходы	тыс.тг.	997	976	950	928	906	885	863	842	821	800	780	759	739
Затраты на страхование	тыс.тг.	16 457	15 857	16 286	16 714	17 143	17 571	18 000	18 429	18 857	19 286	19 714	18 800	16 457
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг.	23 119	21 934	22 526	23 119	23 712	24 305	24 898	25 490	26 083	26 676	27 269	27 862	23 712
Всего	тыс.тг.	488 320,51	475 905,81	480 281,49	486 615,57	492 944,11	499 273,03	505 607,56	511 952,33	518 311,43	524 688,46	531 086,54	515 270,69	471 081,43
Налоги от ФОТ ПП	тыс.тг.	4 369,53	4 145,45	4 257,49	4 369,53	4 481,57	4 593,61	4 705,65	4 817,69	4 929,72	5 041,76	5 153,80	5 265,84	4 481,57
Налог на имущество	тыс.тг.	18 661,36	16 428,17	14 500,39	12 828,41	11 372,12	10 098,89	8 981,93	7 999,15	7 132,14	6 365,51	5 686,26	5 083,37	4 547,43
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	39 813,24	38 944,85	37 920,11	37 049,96	36 182,51	35 319,58	34 462,77	33 613,48	32 772,96	31 942,29	31 122,43	30 314,18	29 518,26
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	11 407,23	11 196,43	10 985,60	10 774,74	10 563,84	10 352,92	10 141,95	9 930,95	9 719,91	9 508,82	9 297,70	9 086,53	8 875,31
Всего платежей в бюджет Государства	тыс.тг.	74 251,36	70 714,90	67 663,59	65 022,63	62 600,05	60 364,99	58 292,30	56 361,26	54 554,74	52 858,39	51 260,19	49 749,93	47 422,57
Общеадминистративные расходы	тыс.тг.	540 612,86	521 828,02	535 931,48	550 034,94	564 138,40	578 241,86	592 345,32	606 448,78	620 552,24	634 655,70	648 759,16	619 925,11	545 412,86
Обще-административные расходы	тыс.тг.	309 558,86	298 272,86	306 334,29	314 395,71	322 457,14	330 518,57	338 580,00	346 641,43	354 702,86	362 764,29	370 825,71	353 628,00	309 558,86
Затраты на страхование	тыс.тг.	8 064	7 770	7 980	8 190	8 400	8 610	8 820	9 030	9 240	9 450	9 660	9 212	8 064
Арендные затраты	тыс.тг.	14 400	14 800	15 200	15 600	16 000	16 400	16 800	17 200	17 600	18 000	18 400	18 800	19 200
ФОТ АУП	тыс.тг.	175 433,14	169 037,14	173 605,71	178 174,29	182 742,86	187 311,43	191 880,00	196 448,57	201 017,14	205 585,71	210 154,29	200 408,00	175 433,14
Налоги от ФОТ АУП	тыс.тг.	33 156,86	31 948,02	32 811,48	33 674,94	34 538,40	35 401,86	36 265,32	37 128,78	37 992,24	38 855,70	39 719,16	37 877,11	33 156,86
Обязательства недропользователя	тыс.тг.	14 584,90	14 795,46	14 425,13	14 552,70	14 743,99	14 935,76	15 127,55	15 319,50	15 511,76	15 704,46	15 897,70	16 091,57	15 619,04
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.													
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	4 813,72	4 883,21	4 759,06	4 802,81	4 866,16	4 929,44	4 992,73	5 056,08	5 119,52	5 183,11	5 246,88	5 310,87	5 152,71
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	4 813,72	4 883,21	4 759,06	4 802,81	4 866,16	4 929,44	4 992,73	5 056,08	5 119,52	5 183,11	5 246,88	5 310,87	5 152,71
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	4 957,45	5 029,05	4 907,01	4 947,07	5 011,68	5 076,88	5 142,09	5 207,35	5 272,72	5 338,23	5 403,93	5 469,84	5 313,62
Всего	тыс.тг.	1 117 769,63	1 083 244,19	1 098 301,68	1 116 225,83	1 134 426,55	1 152 815,65	1 171 372,73	1 190 081,88	1 208 930,17	1 227 907,01	1 247 003,59	1 201 037,30	1 079 535,91
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	184 531,28	158 655,37	136 995,42	118 756,84	103 312,64	90 165,37	78 918,17	69 252,49	60 911,11	53 685,02	47 403,35	41 925,48	37 135,02
Налогооблагаемая прибыль	тыс.тг.	290 228,83	315 894,29	281 507,26	247 015,59	209 561,34	169 802,34	128 219,87	85 204,85	41 077,11	-3 900,27	-49 509,77	-30 395,43	64 059,47
Налогооблагаемая прибыль учетом убытка	тыс.тг.	290 228,83	315 894,29	281 507,26	247 015,59	209 561,34	169 802,34	128 219,87	85 204,85	41 077,11	-3 900,27	-53 410,04	-83 805,47	-19 745,99
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	58 045,77	63 178,86	56 301,45	49 403,12	41 912,27	33 960,47	25 643,97	17 040,97	8 215,42	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	232 183,07	252 715,43	225 205,81	197 612,48	167 649,07	135 841,87	102 575,89	68 163,88	32 861,69	-3 900,27	-49 509,77	-30 395,43	64 059,47

Таблица 4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 2

Составляющие	Ед.изм	Итого	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Доход от реализации	тыс.тг.	35 204 722	732 843,74	1 410 125,78	1 402 270,49	1 610 607,72	1 823 508,83	1 792 873,53	1 761 158,12	1 728 556,25	1 695 242,70	1 661 374,99	1 627 094,88	1 592 529,75
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	25 673 150	768 465,25	867 041,27	885 419,37	972 803,47	1 010 222,78	957 602,68	1 025 938,41	1 049 612,48	1 063 214,62	1 080 922,05	1 099 146,64	1 117 769,63
Капитальные Вложения	тыс.тг.	957 738	40 000,00	19 302,40	147 432,00	438 144,00	0,00	0,00	312 860,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг.	510 206	40 000,00	19 302,40	27 432,00	400 400,00	0,00	0,00	23 072,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг.	447 532	0,00	0,00	120 000,00	37 744,00	0,00	0,00	289 788,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	505 612	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65438,07	62462,60	58045,77
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	2 674	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2673,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Поток денежной наличности	тыс.тг.	8 065 548	-75 621,51	523 782,10	369 419,12	199 660,25	813 286,05	832 597,26	422 359,69	678 943,77	632 028,09	515 014,88	465 485,64	416 714,35
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг.	8065548,32	-75 621,51	448 161	817 580	1 017 240	1 830 526	2 663 123	3 085 483	3 764 427	4 396 455	4 911 470	5 376 955	5 793 670
Чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	3 897 718	-75 621,51	476 165,55	305 305,06	150 007,70	555 485,32	516 977,39	238 411,04	348 405,51	294 845,77	218 416,58	179 464,87	146 055,84
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 950 567	-75 621,51	455 462,70	279 333,93	131 279,85	464 998,94	413 947,99	182 597,75	255 240,11	206 611,10	146 399,37	115 060,93	89 569,92
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 324 756	-75 621,51	436 485,08	256 541,05	115 544,12	392 209,71	334 602,17	141 447,41	189 480,75	146 989,53	99 813,33	75 178,53	56 084,74
Накопленная чистая приведенная стоимость:														
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	3897717,83	-75 621,5	400 544,0	705 849,1	855 856,8	1 411 342,1	1 928 319,5	2 166 730,5	2 515 136,0	2 809 981,8	3 028 398,4	3 207 863,3	3 353 919,1
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2950567,40	-75 621,5	379 841,2	659 175,1	790 455,0	1 255 453,9	1 669 401,9	1 851 999,6	2 107 239,8	2 313 850,9	2 460 250,2	2 575 311,2	2 664 881,1
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2324756,16	-75 621,5	360 863,6	617 404,6	732 948,8	1 125 158,5	1 459 760,6	1 601 208,0	1 790 688,8	1 937 678,3	2 037 491,6	2 112 670,2	2 168 754,9

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Доход от реализации	тыс.тг.	1 557 793,85	1 516 804,36	1 481 998,27	1 447 300,53	1 412 783,36	1 378 510,77	1 344 539,22	1 310 918,39	1 277 691,76	1 244 897,17	1 212 567,35	1 180 730,40
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	1 083 244,19	1 098 301,68	1 116 225,83	1 134 426,55	1 152 815,65	1 171 372,73	1 190 081,88	1 208 930,17	1 227 907,01	1 180 513,19	1 132 380,35	1 078 791,91
Капитальные Вложения	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	63178,86	56301,45	49403,12	41912,27	33960,47	25643,97	17040,97	8215,42	0,00	3396,13	7652,30	12960,69
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Поток денежной наличности	тыс.тг.	411 370,80	362 201,23	316 369,32	270 961,70	226 007,25	181 494,07	137 416,37	93 772,80	49 784,75	60 987,85	72 534,69	88 977,80
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг.	6 205 040	6 567 242	6 883 611	7 154 573	7 380 580	7 562 074	7 699 490	7 793 263	7 843 048	7 904 036	7 976 571	8 065 548
Чистая приведенная стоимость:													
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	131 075,42	104 916,79	83 309,93	64 866,08	49 185,76	35 907,63	24 715,54	15 332,60	7 400,19	8 241,32	8 910,60	9 936,88
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	76 888,14	58 867,83	44 712,05	33 299,70	24 152,21	16 865,50	11 103,95	6 588,98	3 041,86	3 240,33	3 351,15	3 574,63
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	46 137,97	33 852,73	24 640,92	17 586,90	12 224,26	8 180,53	5 161,50	2 935,17	1 298,59	1 325,68	1 313,89	1 343,11
Накопленная чистая приведенная стоимость:													
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	3 484 994,5	3 589 911,3	3 673 221,2	3 738 087,3	3 787 273,1	3 823 180,7	3 847 896,2	3 863 228,9	3 870 629,0	3 878 870,4	3 887 781,0	3 897 717,8
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 741 769,2	2 800 637,1	2 845 349,1	2 878 648,8	2 902 801,0	2 919 666,5	2 930 770,5	2 937 359,4	2 940 401,3	2 943 641,6	2 946 992,8	2 950 567,4
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 214 892,9	2 248 745,6	2 273 386,5	2 290 973,4	2 303 197,7	2 311 378,2	2 316 539,7	2 319 474,9	2 320 773,5	2 322 099,2	2 323 413,0	2 324 756,2

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

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

При этом коэффициент заводнения напрямую зависит от V^2 - квадрата коэффициента вариации расчетной послойной неоднородности пластов, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин и расчетной предельной доли агента A , которая в свою очередь зависит от A_2 - весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

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

где:

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

где: V^2 - результирующая расчетная неоднородность. Находится из соотношения:

$$(1 + V^2) = (V_1^2 + 1) \cdot \left\{ 1 + \left(0,1 \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} \right) - 1 \right\} \cdot \frac{2}{(1 + m)} \cdot \left(\frac{(2 \cdot \Delta L)^2}{S'} + 1 \right)$$

где: V_1^2 - средняя послойная неоднородность;

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

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

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

где:

A_2 - предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин, принята равной 0,98 доли ед.;

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

V^2 - квадрат коэффициента вариации расчётной послойной неоднородности пластов;

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

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

μ_n – вязкость нефти, мПа·с;

μ_g – вязкость воды, мПа·с;

Предельная обводненность добываемой продукции определена на основе экономических расчетов при достижении нулевой текущей экономической эффективности добычи нефти.

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по эксплуатационному объекту, с учетом геологического строения и неоднородности свойств, а также с учетом числа проектных добывающих и нагнетательных скважин, расположенных в виде сетки с различными расстояниями между скважинами и системами размещения.

Сопоставление утвержденных и расчетных КИН приведено в табл. 4.3.2. По результатам выполнения расчетов технологических показателей разработки можно отметить, что в целом по эксплуатационному объекту достигаются утвержденные значения КИН. Достижение утвержденного КИН по месторождению в целом получено, в основном, благодаря вводу из бездействия 2 добывающих скважин, вводу из бурения 1 новой вертикальной скважины. Также, на достижение утвержденного КИН оказало влияние повышение цены продажи нефти на внутреннем рынке.

Таким образом, вышеуказанные факторы позволили достичь величины утвержденного КИН по рекомендуемому варианту.

Таблица 4.3.2 – Сопоставление расчетных и утвержденных коэффициентов извлечения нефти

Объект	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.				Утвержденный КИН, доли ед.
		Ксетки	Квытеснения	Кзаводнения	КИН	
I	1					
	2					
	3					

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2024 – 2042 гг
- 2 вариант – 2024 - 2047 гг.
- 3 вариант – 2024-2046 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 519 594,42 тыс.тг.
- 2 вариант – 957 738,42 тыс. тг.
- 3 вариант – 1 303 482,42 тыс. тг.

Эксплуатационные затраты за рентабельный период по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 16 836 788,66 тыс. тг.
- вариант 2 – 23 838 162,14 тыс. тг.
- вариант 3 – 23 908 336,46 тыс. тг.

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

- 1 вариант – 2 681 869,95 тыс. тг.
- 2 вариант – 3 897 717,83 тыс. тг.
- 3 вариант – 3 664 228,77 тыс. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 5.1. – Техничко-экономические показатели по вариантам

Составляющие	Ед.изм	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Рентабельный период	годы	2024-2042	2024-2047	2024-2046
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	17,0	19,7	21
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	70,38	82	90
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	43,32	50	55
Добыча нефти	тыс.тн	224	316	316
Добыча жидкости	тыс.тн	1245	1796	1891
Закачка воды	тыс.м3	748	1078	1131
КИН	д.ед	0,203	0,252	0,252
Обводненность продукции к концу разработки	%	87	89	90
Ввод новых скважин	шт.	0	1	2
Ввод вертикальных скважин	шт.	0	0	1
Ввод горизонтальных скважин	шт.	0	1	1
Выручка от реализации	тыс.тг.	23 597 177,54	35 204 722,20	34 787 942,91
Капитальные Вложения	тыс.тг.	519 594,42	957 738,42	1 303 482,42
Бурение	тыс.тг.	109 806,42	510 206,42	818 206,42
Обустройство	тыс.тг.	409 788,00	447 532,00	485 276,00
Эксплуатационные затраты	тыс.тг.	16 836 788,66	23 838 162,14	23 908 336,46
Налоги и отчисления в бюджет	тыс.тг.	1 419 663,89	2 343 273,33	2 196 444,52
Поток денежной наличности	тыс.тг.	4 821 130,57	8 065 548,32	7 379 679,51
Чистая приведенная стоимость:				
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	2 681 869,95	3 897 717,83	3 664 228,77
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 137 091,99	2 950 567,40	2 778 815,17
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 758 291,55	2 324 756,16	2 185 590,15
Окупаемость	год	2025	2025	2025

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин****6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин**

Обоснование и выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, проектных технологических показателей разработки и условий эксплуатации скважин.

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважин, необходимого оборудования и режима их работы, с целью обеспечения проектной добычи для месторождения Шоба, основывается на анализе фактических промысловых данных, предоставленных недропользователем – ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan».

На месторождении все скважины эксплуатируются механизированным способом с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ). Скважины добывают от 1,2 до 11,7 тонн нефти в сутки.

6.1.2 Обоснование выбора способа эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования***Механизированный способ эксплуатации***

Обоснование и выбор способа добычи в рамках Проекта разработки месторождения Шоба выполнено на основании анализа данных эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и проектных показателей разработки.

Наземное оборудование

Устья добывающих скважин оборудованы фонтанными арматурами типа АФК-65х21 ГОСТ 13846-84, которые рассчитаны на рабочее давление 21 МПа с регулятором расхода 1РА-1600, размерами проходного сечения ствола «ёлки» 65 мм. На боковом отводе нагнетательной ёлки устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи.

Внутрискважинное оборудование

Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин состоит из колонны НКТ и пакера на рабочее давление 21 МПа диаметром 118 мм для эксплуатационной колонны диаметром 140-146 мм, который защищает эксплуатационную колонну труб от воздействия нагнетаемой среды.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом, в частности все скважины оборудованы штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ) фирмы «KUDU» (Канада).

Режим работы скважин: число вращения ротора 100-200 об/мин. При таких параметрах из скважин ШВНУ отбирается от 6,2 до 26,9 т/сут жидкости. Обводненность продукции изменяется по скважинам от 41,8 до 94,4%. Динамические уровни в скважинах колеблются в пределах отметок 38-548 м. Показатели работы скважин представлены в таблице 6.1.1.

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

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

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации добывающих скважин винтовыми насосами

№№ п/п	№№ скв.	Интервал перфорации	Ндин, м	Кпод	Qт т/сут	Qж т/сут	Qн т/сут	% воды
1	Ш-2	735-751,5	-	0,93	2	6,2	2,1	66,4
2	Ш-3	730-741	-	0,84	22	12,2	3,4	72,0
3	Ш-6	754-763	45	0,92	19	21,2	1,2	94,4
4	Ш-7а	740-750	168	0,80	19	22,6	5,2	77,0
5	Ш-8	738-749	58	0,98	19	17,1	2,0	88,3
6	Ш-10	915,9-1203	-	0,78	30	24,5	7,0	71,3
7	Ш-11	929-1325	548	0,78	35	26,9	8,4	68,9
8	Ш-12	540-1009	38	0,79	32	25,8	10,8	58,2
9	Ш-13	899-1448	382	0,71	22	22,2	10,1	54,7
10	Ш-14	938,9-1346	224	0,68	26	20,1	11,7	41,8
11	Ш-15	919,6-1448	-	-	-	-	-	-

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

Нефть на месторождении Шоба относится к малосернистой (содержание серы 0,34 %), малосмолистой (содержание смол силикагелевых 3,6%), но парафинистой (содержание парафина – 1,5%). Учитывая физико-химические свойства добываемого флюида, возможны отложения парафина и, как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн при эксплуатации скважин и наземного оборудования.

6.2.1 Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями

Так как нефть месторождения является парафинистой, добыча может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений. Выпадение парафиновых отложений в подъёмных трубах ведёт к их закупориванию, что приводит к снижению дебитов скважин.

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

- ✓ *Механический* – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;
- ✓ *Тепловой* – закачка в скважину теплоносителя;
- ✓ *Химический* – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

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

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

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

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

- ✓ обработка паром;
- ✓ обработка горячей нефтью;

✓ обработка горячей водой.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование химических реагентов – ингибиторов СНПХ, которые обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение асфальто-смоло-парафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

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

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промышленными испытаниями. Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промышленных исследованиях.

6.2.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием CO_2 , коррозионную эрозию, целевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцеры и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе скважин, возникших во время эксплуатации, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая увеличивается по мере роста обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважины оказывают негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создавая предпосылки для аварийных ситуаций.

Как показывает производственная практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для предотвращения наружной коррозии обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Для защиты внутренней поверхности обсадных колонн и НКТ от коррозии необходимо установить пакер на 10-20 метров выше верхних отверстий перфорации. Кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ заполнить ингибитором коррозии.

Также необходимо применение НКТ, выкидных линии, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в антикоррозионном исполнении.

При использовании ингибиторов коррозии, химреагентов для предотвращения парафиновых отложений необходимо провести лабораторные исследования и предварительные испытания на их совместимость и эффективность.

Для обеспечения надежности эксплуатации оборудования и коммуникаций, которые будут применяться при эксплуатации необходимо проведение целого ряда мероприятий по защите оборудования и коммуникаций системы добычи и сбора:

- конструкция обсадных колонн скважин и колонна НКТ должны быть выполнены в антикоррозионном исполнении;
- части системы сбора необходимо снабдить устройствами по впрыскиванию ингибитора и оборудованием по контролю за коррозионными процессами;
- устья скважин при необходимости снабжаются устройством по впрыскиванию ингибитора;
- каждая выкидная линия на концах должна оборудоваться камерой запуска и приема скребков;
- все подземные трубопроводы внутри и снаружи следует покрыть изоляционным материалом, внутреннее покрытие осуществить распылением эпоксидных материалов или им подобных, т.к. покрытие защищает сосуды от коррозии в условиях турбулентного потока;
- подземные трубопроводные коммуникации системы добычи и сбора защищаются катодной поляризацией;
- необходимо производить химическое ингибирование выкидных линий, трубопроводов системы подготовки и очистки нефти и водоснабжения;

- следует осуществить протекторную защиту резервуаров.

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.

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

- ✓ обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- ✓ обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- ✓ обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- ✓ обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- ✓ обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима эксплуатации скважины и контроля за разработкой;
- ✓ обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- ✓ обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- ✓ обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

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

- ✓ устьевые давления;
- ✓ газосодержание добываемой продукции;
- ✓ геологические 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 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.

Обустройством месторождения Шоба предусмотрена организация герметизированной системы сбора и транспорта нефти от скважин до УПН.

Установка подготовки нефти обеспечивает прием, оперативный замер и подготовку сырой нефти, транспортируемой от скважин, а также накопление и хранение нефти в резервуарах и отправку подготовленной товарной нефти до потребителя автотранспортом.

Транспортировка сырой нефти от скважин до УПН месторождения Шоба осуществляется по однетрубной лучевой герметизированной системе сбора, где скважинная продукция от каждой скважины подается по отдельной выкидной линии до АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка), далее потоки объединяются в общий коллектор и поступают на УПН. На АГЗУ производится поочередный оперативный замер дебита скважинной продукции.

Также, на УПН предусмотрена подземная приемная емкость для приема сырой нефти, привозимой на УПН автотранспортом.

По результатам исследования свойств и состава нефти месторождения Шоба, технологическими решениями настоящего проекта приняты следующие основные технологические процессы, позволяющие провести первичную подготовку нефти на месторождении:

1. разделение скважинного флюида на две фазы: жидкость и газ;
2. закачка в нефтеводяную эмульсию реагента – деэмульгатора;
3. подогрев нефти;
4. разделение нефтеводяной эмульсии на нефть и воду;
5. перекачка нефти и воды в различных направлениях в пределах технологической цепочки УПН;
6. промывка нефти пресной водой для обессоливания;
7. отстой нефти от промывочной воды и сброс воды;
8. налив нефти и воды в автоцистерны для дальнейшей транспортировки;
9. 2-х ступенчатая сепарация попутного газа;

10. утилизация газа в печах подогрева нефти в качестве топлива.

В качестве вспомогательных технологических процессов, технологической схемой предусмотрено:

1. горячая циркуляция нефти в пределах УПН для поддержания необходимых температур в резервуарах накопления нефти;
2. дренаж технологических аппаратов и оборудования.

Технологическая схема, принятая к реализации на установке подготовки нефти месторождения Шоба, выглядит следующим образом:

Скважинная продукция поступает от скважин по выкидным линиям до АГЗУ, где производится оперативный замер дебита скважин поочередно, по заданной схеме подключения. После АГЗУ все потоки от выкидных линий объединяются в один общий коллектор и поступают на УПН для дальнейшей подготовки.

На данном этапе в общий коллектор с помощью блока дозирования реагента БДР-1 в смесь подается реагент деэмульгатор. Скважинная продукция по общему коллектору поступает на НГС (нефтегазовый сепаратор) для дегазации. Далее, нефтяная эмульсия поступает на отстойник нефти ОГН-1, где происходит отделение пластовой воды.

Отделившийся в процессе дегазации газ поступает в газовый сепаратор СЦВ-8г, где происходит его вторая ступень сепарации, и далее осушенный газ поступает в качестве топлива на печи подогрева ПП-0,63. Контроль и управление подачи газового топлива на печи подогрева осуществляется с помощью шкафа газораспределительного ГСГО.

После прохождения через отстойник, нефть поступает на всасывающий коллектор насосов. На данном этапе в нефть добавляется пресная вода. Далее, под давлением насосов нефть проходит через печи подогрева нефти и поступает на второй отстойник нефти, аналогичный первому. В данном отстойнике происходит отделение промывочной воды, которая сбрасывается в специальную емкость. После первичного отстоя, нефть самотеком поступает в резервуары каскада отстоя нефти, где происходит окончательное гидростатическое отделение нефти от остаточной промывочной воды. Резервуары каскада отстоя нефти обвязаны таким образом, что позволяют нефти последовательно перетекать из верхнего уровня одного резервуара в нижний уровень последующего резервуара. Данная операция позволяет нефти после прохождения всего каскада, состоящего из трех резервуаров, полностью освободиться от воды. Далее нефть посредством перекачки насосами поступает в резервуары накопления нефти. После заполнения резервуаров накопления нефти, нефть посредством перекачки подается на стояк налива в автоцистерны и вывозится автотранспортом до потребителя.

Вода, выделившаяся на всех стадиях технологического процесса, поступает самотеком в подземную емкость, откуда по мере заполнения емкости, также перекачивается на стояк налива и вывозится автоцистернами.



6.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

В данном разделе рассматриваются варианты разработки, где рекомендуемым вариантом предусматривается разработка месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

В качестве источника водоснабжения на месторождении Шоба предложено использовать попутные воды. В случае, если объемов попутной воды для компенсации отбора жидкости будет недостаточно для ППД на заданном уровне (вариант 3), рекомендуется пробурить водозаборную скважину с вышележащих горизонтов. В таком случае, предварительно рекомендуется провести исследования с целью определения совместимости попутно-добываемой и водозаборной воды месторождения Шоба.

Сбор и хранение сточной воды производится на установке подготовки нефти, а по мере разработки месторождения и роста обводненности продукции - на участке подготовки воды.

Согласно предложенному варианту, максимальный объём закачки воды для ППД приходится на 2038г и составляет 84,3 тыс. м³, что определяет суточную потребность в закачиваемой воде в размере 231,0 м³/сут.

Мощности сооружений системы ППД должны быть рассчитаны в соответствии с приведёнными уровнями закачки и с учётом надёжной работы в данном климатическом поясе.

Для предотвращения снижения приемистости нагнетательной скважины, качество закачиваемой воды нормируется индивидуально с учетом характеристик флюидов и пласта. Во избежание осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям по СТ РК 1662-2007 приведённым ниже:

- При коррозионной активности свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;
- Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;
- В нагнетаемой воде сероводород должен отсутствовать;
- Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержит сероводород;
- При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой не должно образовываться осадка, т.е. воды должны быть совместимы и не снижать приемистость нагнетательных скважин более чем на 20%;

- Допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей устанавливается в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора объекта разработки.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен, исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

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

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в обязательный комплекс промышленных исследований входит регулярное проведение замеров количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды. Определения содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно. Исследования по определению основного компонентного состава, определению растворенных газов, железа и СВБ рекомендуется проводить с периодичностью 1 раз в месяц.

6.5 Утилизация попутно-добываемого газа

В связи с относительно небольшими объемами добычи попутного газа, газ используется для собственных нужд в качестве топлива для печей подогрева. Объектами потребления попутного газа на период разработки месторождения Шоба контрактной территории ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» являются печи подогрева ПП - 0,63 в количестве 2 шт.

Печи подогрева оборудованы газожидкостной комбинированной горелкой, что позволяет при недостаточности сырого газа дополнительно использовать дизельное топливо в печах подогрева.

С 2030 года планируется добыча газа из газовой шапки. На месторождении будет установлен один ГПЭС мощностью 1500 кВт/час для выработки электроэнергии. Газ из газовой шапки будет полностью использоваться для работы ГПЭС.

В таблице 6.5.1 представлены показатели распределения добычи газа по месторождению Шоба на период 2024-2026гг.

В таблице 6.5.2 представлены показатели распределения добычи газа по месторождению Шоба на период 2030-2032гг.

Таблица 6.5.1 - Показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Шоба на 2024-2026гг

№№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Годы		
			2024	2025	2026
1	Добыча нефти	тыс. тонн	9,2	17,0	16,3
2	Добыча попутного газа	млн.м ³	0,231	0,427	0,409
3	Печи подогрева	млн.м ³	0,231	0,427	0,409
4	Технологически неизбежное сжигание газа, в т.ч.	млн.м ³	-	-	-

Таблица 6.5.2 - Показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Шоба на 2030-2032гг

№№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Годы		
			2030	2031	2032
1	Добыча попутного газа	млн.м ³	0,447	0,425	0,405
2	Добыча газа из газовой шапки	млн.м ³	3,214	5,731	5,632
3	печи подогрева	млн.м ³	0,4	0,4	0,4
4	ГПЭС		3,214	5,731	5,632
5	Технологически неизбежное сжигание газа, в т.ч.	млн.м ³	-	-	-

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

В рамках настоящего Проекта разработки не предусматривается закачка специальных рабочих агентов для повышения нефтеизвлечения, помимо попутной воды.

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

Настоящие требования к конструкциям скважин вытекают из геологических условий бурения и их назначения. По результатам данных бурения скважин, на месторождение Шоба.

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 проектными глубинами 887м принимается следующая конструкция скважин:

- Для вертикальных скважин (таблица 7.1.1):

1. Направление Ø 339,7мм устанавливается на глубину 40 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.

2. Кондуктор Ø 244,5мм спускается на глубину 308 м. Цементируется до устья. На кондукторы устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО).

3. Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины 887 м с целью разобщения продуктивных пластов и их отдельного испытания. Цементируется до устья. Путём установки на колонную обвязку арматура фонтанная (ФА).

- Для горизонтальных скважин (таблица 7.1.2):

1. Кондуктор Ø 339,7мм, спускается на глубину 45м, это колонна служат для перекрытия возможных газовых и водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом. Цементируется до устья.

2. Техническая колонна Ø 244,5 мм, спускается на глубину 450м, это колонна служат для перекрытия возможных водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом, создает надежную устья скважины перед вскрытием нефтегазопроявляющих горизонтов, установки противовыбросового оборудования. Точная глубина определяется при бурении и соответствует глубине появления чистой глинистой породы, способной «держать» башмак колонны. Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется до устья.

Таблица 7.1.1 – Конструкция вертикальных скважин

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Направление	444,5	339,7	40,0	До устья
2	Кондуктор	311,1	244,5	308,0	До устья
3	Эксплуатационная	215,9	177,8	887,0	До устья

Таблица 7.1.2– Конструкция горизонтальных скважин

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Кондуктор	444,5	339,7	45/43,5-46,2	До устья
2	Техническая	311,1	244,5	450/44934-455,1	До устья
3	Эксплуатационная	215,9	177,8	920/915,9-929,0	До устья
4	Хвостовик	152,4	114,3	898,08-1203, 910-1325	-

7.1.1 Параметры бурового раствора

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивного пласта следует производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть разлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств пласта и недопущения его закупорки, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Для предупреждения размыва устья скважины в отложениях неогена при бурении под направление предусматривается применение глинистого бурового раствора, обеспечивающего достаточную глинизацию стенок скважины за счёт содержания в исходном растворе коммерческого бентонита, а также пониженное увлажнение стенок скважины за счёт обработки бурового раствора понизителями фильтрации – комбинацией низковязкой и высоковязкой полианионной целлюлозы.

С целью снижения риска возникновения поглощений в известняках неогена, буровой раствор для бурения под направление, помимо бентонита, содержит ещё два кольматанта – фракционированный карбонат кальция (молотый мрамор) и фракционированную слюду. Эти кольматанты сохраняют свою функциональность и в растворе, переведённом из секции под направление в следующую секцию под кондуктор. Дополнительное количество карбоната кальция в качестве кольматанта и утяжелителя вводится в буровой раствор для бурения под остальные обсадные колонны, а дополнительное количество слюды в качестве кольматанта - в раствор для бурения под кондуктор.

Для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины (кавернообразование, сужение ствола) в активных глинах неоген-палеогенового, мелового, юрского и триасового возрастов, при бурении под кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны предусмотрен хлоркалийевый полимерный раствор, ингибирующие свойства которого обеспечиваются добавками неорганического ингибитора гидратации глин – хлористого калия. Этим же компонентом достигается и ингибирование гидратации внутриваровой глины в продуктивных терригенных и карбонатных коллекторах триаса.

В качестве структурообразователя, позволяющего эффективно регулировать реологические параметры бурового раствора, прежде всего, ДНС, применяется биополимер на основе ксантановой камеди.

Фильтрация (водоотдача) бурового раствора, регулируется полианионной целлюлозой низковязкого и высоковязкого сортов.

В буровом растворе для бурения под эксплуатационную колонну должны обязательно применяться полимеры – структурообразователи и понизители фильтрации, термостабильные по крайней мере до 150°C. Это должны быть термостойкие модификации биополимеров и полианионной целлюлозы.

Тенденция к сальникообразованию и налипанию глины на бурильные трубы и элементы КНБК устраняется применением бурового детергента.

Для снижения риска прихватов и уменьшения сил трения при хождении бурильного инструмента в стволе, в буровом растворе предусмотрена смазочная добавка.

Таблица 7.1.2 - Тип и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м	Параметры бурового раствора					
		Плотность, г/см ³ .	Условная, вязкость, сек	СНС _{1/10} , дПа	Водоотдача, см ³ /30мин	Корка, мм	pH
Глинистый раствор	0-40	1,10-1,12	35-40	5-8/10-18	8-10	1,0	7-8
Полимерный ингибированный раствор	40-308	1,12-1,15	35-40	5-8/10-18	8-10	1,0	7-8
Полимерный ингибированный раствор	308-887	1,16-1,18	45-50	3-5/10-16	5-8	0,5	8-9

Примечание: Разность плотностей бурового раствора должна быть не менее 0,2 г/см³

Комплексное ингибирование солями калия не только повышает эффект в ингибировании неустойчивости глинистых пород, но и облегчает регулирование технологических показателей параметров бурового раствора (табл. 7.1.2, где СНС – статическое напряжение сдвига, дециПаскаль). Это объясняется тем, что в присутствии солей поливалентных металлов происходит высаживание высокомолекулярной фракции химических реагентов, образуемая новая высокодисперсная твердая фаза способствует общей стабилизации раствора и снижению его фильтрационных свойств. В процессе взаимодействия бурового раствора с горной породой в порах и на поверхности последней задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку.

Для бурения в осложненных интервалах, необходимо предусматривать наличие в фильтрате достаточного количества ингибирующих добавок.

Применение ингибирующих полимеркалиевых буровых растворов при разбуривании неустойчивых глин и глинистых сланцев позволяет во многих случаях успешно довести скважину до проектной глубины в сложных геолого-технических условиях.

Ингибирующее воздействие калия обусловлено заменой ионов натрия и (или) кальция ионами калия в глинистых частицах и фиксацией ионов калия на кристаллической решетке разбухающих глин. Укрепление глины определяется относительно небольшим размером гидратированного иона K⁺, который внедряется в состав глины, прочно связывая соседние поверхности и препятствуя тем самым процессу гидратации.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслонаполненными опорами.

Учитывая значительные углы падения пластов, бурение под эксплуатационную колонну следует производить с применением компоновки низа бурильной колонны, предотвращающим отклонения от вертикали.

Актуальность темы обусловлена необходимостью более точного проектирования и выбора конструкции компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для ориентированного управления траекторией ствола при бурении, проработке скважины и вскрытии продуктивных горизонтов с учетом влияния горно-геологических и технико-технологических условий проводки. В связи с этим для повышения эффективности бурения скважин в сложных горно-геологических и технологических условиях проводки ствола скважины возникает необходимость совершенствования методики расчета КНБК.

С технической точки зрения эффективность ориентированного способа бурения зависит от совершенства конструкций опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) регулируемого диаметра, которые могут располагаться как в местах крепления элементов КНБК между собой, так и на гладкой части корпуса забойного двигателя или утяжеленной бурильной трубы (УБТ):

- разработкой новых конструкций КНБК повышенной устойчивости к влиянию горно-геологических и технологических условий проводки скважин;
- разработкой новых конструкций ОЦЭ с расширенными функциональными возможностями (регулирование рабочего диаметра перед спуском в скважину, обеспечение возможности локального расширения ствола на отдельных участках скважины, возможность использования ОЦЭ в режиме эксцентричного ниппеля и т.д.).

Таким образом, конструкция скважины должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины. КНБК включает минимальное число опорно-централизующих элементов (калибратор) и минимальной длины УБТ, что по существу является одной из важнейших требований проектирования КНБК. Компоновка низа бурильной колонны обеспечит устойчивость от продольного изгиба под действием осевой нагрузки на долото, обеспечит строгую вертикальность ствола скважины.

7.1.2 Выбор и обоснование бурового оборудования

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Согласно п. 190 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня

2018г №239, желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью и высокой транспортабельностью.

Для строительства скважин принята буровая установка грузоподъемностью не менее 100 тонн на дизельном приводе с достаточным уровнем механизации работ. Система приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора исключает загрязнение земли раствором и химическими реагентами, используемыми для его обработки, позволяет максимально очистить раствор от выбуренной породы. Сбор отходов бурения предусматривается в шламособорники с последующим вывозом к месту захоронения.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Вскрытие продуктивных пластов проводят дважды: первичное – в процессе бурения, вторичное – перфорацией после крепления скважины эксплуатационной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах – одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

Освоение скважин разрешается производить только при установке фонтанной арматуры соответствующего давления и обвязке выкидных манифольдов скважин, позволяющих производить необходимый отбор проб, замеры давления и температуры. Фонтанная арматура и система манифольдов должны быть закреплены и спрессованы на полуторакратное ожидаемое устьевое давление.

В условиях, когда продуктивные пласты представлены слабосцементированными породами или скважины приурочены к приконтактным зонам, процесс освоения скважин должен производиться особенно осторожно, без резкого снижения давления на пласт.

Чтобы свести к минимуму опасность разрушения призабойной зоны в рыхлых коллекторах или подтягивания флюидов из смежных зон пласта в трещиноватых коллекторах, следует освоение скважин проводить в два этапа:

- I этап — освоение скважин при малых депрессиях;
- II этап — освоение скважин более интенсивное (при больших депрессиях).

Основными требованиями, предъявляемыми, 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 кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Для текущих скважинных условий и характеристик пласта-коллектора могут применяться кумулятивная, гидромеханическая или сверлящая перфорация. Основная часть работ по данному виду вскрытия нефтегазоносных пластов в настоящий момент осуществляется при помощи метода кумулятивной перфорации. Его доля составляет до 90% от общего числа вторично вскрываемых продуктивных пластов.

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы “Power Jet 4^{1/2}” НМХ”, с плотностью зарядов 16 отв. на м², прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но и на месторождениях Казахстана.

Достоинствами перфорационных систем “PowerJet НМХ” являются:

- ✓ глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора и, как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;
- ✓ интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает время спускоподъемных операций;
- ✓ проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 16 отверстий на 1 пог. метр.

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

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ТПБНГДО 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 исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденному Недропользователем.

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

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости и вызов притока

Для вызова притока из пласта, путем замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий. В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности. После того как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление. Когда давление на забое становится меньше пластового, т.е. создается депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта. Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы

хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами. Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Вскрытие пласта сопровождается применением соответствующих методов интенсификации, в зависимости от характера эксплуатационного объекта.

В настоящее время применяются следующие методы вызова притока:

Компрессорный способ освоения. Этот способ нашел наибольшее применение при освоении фонтанных скважин. В скважину опускается колонна НКТ, а устье оборудуется фонтанной арматурой. К межтрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора.

Освоение скважинными насосами. Обычно используется на истощенных месторождениях или с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления. Скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами (ШСН или ПЦЭН), спускаемыми на проектную глубину в соответствии с предполагаемым дебитом и динамическим уровнем. При откачке из скважины жидкости насосами забойное давление уменьшается и устанавливается приток жидкости из пласта. Такой метод эффективен в тех случаях, когда по опыту известно, что скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки призабойной зоны от раствора и разрушения глинистой корки.

Вызов притока и исследования проводятся в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов и обеспечивается запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины, согласно пунктам 514-516 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», [5].

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

Динамика ввода новых скважин по эксплуатационному объекту, добычи нефти, жидкости, газа, динамика фонда и средних дебитов новых и переходящих скважин, коэффициентов изменения добычи нефти по переходящим скважинам, а также другие показатели разработки по месторождению в целом на ближайшие 25 лет согласно рекомендуемому варианту разработки приведены в таблице 8.1.

Соответствующие технологические показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.8.1.1-П.8.1.2.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. 2 вариант
Продолжение таблицы 8.1

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

Контроль за разработкой любого нефтяного месторождения осуществляется на протяжении всего периода добычи нефти, с целью оценки эффективности внедряемой системы разработки, получения надежной информации, необходимой для управления процессом разработки, предусматривает проведение комплексных наземных и глубинных исследований скважин, лабораторных исследований образцов нефтегазосодержащих пород и проб, насыщающих их флюидов. На основании полученной информации прогнозируется характер изменения технологических параметров системы разработки.

В геологических условиях месторождения Шоба контроль за разработкой и состоянием эксплуатации скважин должен осуществляться путем систематического анализа хода разработки, выполнения условий проектного документа, главным образом контроля за состоянием обводнения скважин, наблюдения за соответствием фактических показателей разработки: проектных объемов нефти, производительности скважин, пластового, забойного и устьевого давлений, процента обводненности и других, что предусмотрено обязательным комплексом промыслово-геофизических измерений и исследований с проведением как систематических (периодических), так и единичных (разовых) замеров.

9.1 Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Как было отмечено в разделе 2.3 настоящего проекта, по месторождению Шоба в пластовых условиях свойства нефти изучены по 13 глубинным пробам из 7 скважин и 25 поверхностным пробам из 8 скважин.

Для дальнейшего уточнения свойств пластовой нефти и выявления закономерностей распределения свойств нефти в пределах залежи (зависимостей параметров от условий залегания) рекомендуется продолжить отбор и исследование глубинных проб нефти.

В связи с этим в процессе промышленной разработки месторождения изучению свойств и составов нефти и нефтяного газа и контролю за их изменениями должно уделяться большое внимание.

Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” [6] и “Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых” [4] в обязательный

комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин.

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти с соблюдением правил и требований подготовки скважины к отбору глубинных проб пластового флюида.

Исследования проб пластовой нефти выполняются в соответствии с ОСТом 39-112-80 “Нефть. Типовое исследование пластовой нефти”. Они предусматривают определение широкого перечня параметров, в том числе – давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости, плотности, составов выделившегося газа и дегазированной нефти, зависимостей основных параметров пластовой нефти от давления и др.

9.2 Комплекс гидродинамических исследований

В процессе промышленной разработки месторождения следует предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками:

- снижение пластового давления на единицу добычи нефти;
- динамика газового фактора;
- изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры и газового фактора при длительной работе скважин на постоянном штуцере, на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определение характера

устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом мехпримесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов. Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

В проектных добывающих скважинах перед пуском их в работу проводятся режимные исследования с целью определения продуктивной характеристики и соответствия ее расчетным данным.

О технологии исследования методом установившихся отборов

При исследовании необходимо на нескольких (в нашем случае трех) режимах работы скважин замерить ее дебит и забойное давление (дин. уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине. Продолжительность установления давления на режиме уточняется в процессе исследований и составляет обычно 2-5 суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор (при фильтрации в пласте газированной жидкости) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка. На основании данных исследований строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит - депрессия на забое).

О технологии исследования методом восстановления давления

В процессе исследования регистрируется забойное давление скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (не менее 30 мин) и изменение забойного давления после остановки скважины. Период регистрации давления после остановки скважины устанавливается опытным путем и обычно составляет от 2 до 10 часов. Но, по фактически проведенным исследованиям КВД на месторождении Шоба изменяется от 12 до 114,5 часов, при этом в некоторых скважинах по графикам наблюдается недовосстановленность давления. Поэтому в условиях месторождения Шоба для проведения КВД необходимо на каждую скважину индивидуально выбирать время записи. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление одновременно с регистрацией КВД на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Рекомендуемый комплекс геолого-промысловых исследований представлен в таблице 9.2.1. Данный комплекс составлен в соответствии с действующей в отрасли Инструкцией по гидродинамическим исследованиям.

Таблица 9.2.1 - Комплекс исследовательских работ

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1	2	3
1	Замер дебитов нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давления.	Ежедневно
2	Определение обводненности продукции. по переходящим	Ежедневно Ежедневно
3	Определение газового фактора по переходящим	Еженедельно Еженедельно
4	Определение пластового давления по переходящим	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ Ежеквартально
5	Определение забойного давления (статический, динамический уровни) и пластовой температуры	Ежеквартально, температура – при каждом замере пластового давления
6	Исследование МУО (не менее, чем на 3 режимах) с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности. по переходящим	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
7	Исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважин и коэффициента гидродинамического совершенства скважин. по переходящим	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
8	Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией (комплекс ПГИ) по переходящим	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ При любых изменениях работы скважины (продуктивность, состав флюида, ГРП и пр.)
9	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Глубинные пробы – разовые исследования по новым скважинам. В процессе эксплуатации – по мере необходимости Поверхностные пробы – 1 раз в год из опорных эксплуатационных скважин
10	Отбор проб и физико-химический анализ пластовой воды	При наличии воды в продукции скважин - ежеквартально
11	Определение объема закачиваемой воды	Ежедневно
12	Отбор проб, анализ на КВЧ, содержание окиси железа, мех. примесей и нефти	Ежедневно
13	Исследования профиля поглощения	Разовые исследования во всех вновь вводимых скважинах. В процессе работы - по мере необходимости
14	Обследование техсост. обсад. колонн	По мере необходимости
15	Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	При ГТМ и капремонте или 1 раз в год.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Шоба».

10.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия направлены на сокращение воздействия выбросов предприятия на жилые зоны. Проектируемое предприятие будет расположено на заметном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Ближайшими населенными пунктами являются: поселки Ебейти, Копа и Алтай-Батыр, районного центра село Караулкельды, железнодорожная станция Сагиз, также имеются зимовки и летники скотоводов.

Областной центр г. Актобе расположен в 360 км к северу от месторождения Шоба.

Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит

обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

10.1.1 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, в большей степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Главная цель заключается в предотвращении возникновения значительного загрязнения в эти периоды времени.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму работы.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Согласно «Методическим указаниям регулирования выбросов при НМУ», РД 52.04.52-85 мероприятия по сокращению выбросов в период НМУ разрабатываются для 2-х режимов работы. Однако планирование этих мероприятий осуществляется таким образом, чтобы они не затрагивали технологический процесс и не вызывали чрезвычайных ситуаций.

Для первого режима работы разрабатываются мероприятия, обеспечивающие сокращение выбросов, а следовательно, и концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на 5-20%. Мероприятия данного режима носят в основном организационно-технический характер и не приводят к снижению производительности.

План мероприятий для первого режима:

- размещение источников выбросов на территории промышленной площадки с учетом направления ветра, характерного для данного района;
- прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 20%) в период НМУ.

Мероприятия для первого режима разрабатываются при предупреждении о повышении уровня приземных концентраций в 1,5 раза. Их эффективность принимается равной 15 – 20%.

Для второго режима работы разработанные мероприятия обеспечивают снижение выбросов загрязняющих веществ на 50%.

План мероприятий для второго режима:

- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 40-50%) в период НМУ;
- максимальное обеспечение соблюдения оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом;
- запрет на проведение продувок технологического оборудования;
- запрет на проведение продувок на период проведения ППР;

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

10.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

В процессе производственной деятельности ТОО «Sunrise Energy Kazakhstan» образуются сточные воды. Образующиеся на предприятии хозяйственно-бытовые сточные воды будут сбрасываться в гидроизолированный септик. Оператор объекта полностью передаёт все сточные воды специализированным организациям. Сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности не предполагается.

В целях предупреждения загрязнения и истощения водных ресурсов на период разработки месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противofильтрационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде проводить по всему фонду нагнетательных скважин;

- необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде, согласно Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр РК 2015 г., (п.244);
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;
- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод.

10.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира

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

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтом режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;

- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

В целях сохранения биоразнообразия рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

- принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

10.4 Мероприятия по охране почвенного покрова

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез.

Верхний покровный слой обладает характеристиками рыхлой структуры и включает в себя материал, состоящий из супеси и битой ракушки.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспортировки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения их излива на рельеф;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8м;
- проведение качественной технической рекультивации земель;
- не допущение разливов ГСМ;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- соблюдение техники пожарной безопасности;
- осуществление мониторинговых наблюдений за состоянием почвенного покрова.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;
- повторное использование отходов в определенных проектом случаях;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

В соответствии с ст. 217 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

10.5 Мероприятия по охране недр

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.
- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10.6 Радиационная безопасность

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;

9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

Основное требование радиационной безопасности на предприятии в целях предотвращения детерминированных пороговых, а также схематически беспороговых

эффектов предусматривает исключение необоснованных облучений населения и производственного персонала, предотвращение превышения предельных доз радиоактивного облучения, а также снижение доз облучения до возможного низкого уровня.

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.
- Потенциальными источниками радиационного загрязнения в районе проектируемых работ могут быть:
- буровое оборудование, используемое при буровых операциях, капитальном ремонте или профилактических работах;
- возможные участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях;
- емкости для хранения нефтепродуктов и др.

10.7 Ликвидация аварийных ситуаций

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относится:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры.

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации промышленных объектов на рассматриваемом месторождении являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно–бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов месторождения Шоба:

- разработать специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Чтобы обеспечить корректное и безопасное выполнение работ на предприятии, необходимо наличие специализированных служб, ответственных за осуществление следующих ключевых действий:

- обеспечить ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- обеспечивать вспомогательные работы на производстве;
- трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;
- проводить строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- проводить контроль технического состояния оборудования;
- своевременно и качественно проводить техническое обслуживание и ремонт;
- при высоких скоростях ветра (10 м/с и более) прекращать слив и налив ГСМ;
- предусмотреть обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- принимать эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- проводить использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- предусмотреть контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
- проводить планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- использовать системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- предусмотреть систему автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- предусмотреть регулярную откачку и вывоз хозяйственно-бытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;
- регулировать движение автотранспорта на месторождении типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- рабочие и ИТР должны обеспечиваться спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ по эксплуатации месторождений.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем, согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

Меры реагирования на разливы нефти включают:

- отбор проб и их анализ с целью определения характера, источника и распространения нефтяного разлива и/или загрязнений в прибрежной зоне;

- контроль и ликвидацию источника аварийного разлива нефти;
- контроль за распространением нефтяных разливов;
- предупреждение или локализацию нефтяного разлива путем использования физических или механических средств (собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;
- ликвидацию нефтяного разлива с помощью средств, предназначенных для проведения данных мероприятий;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

При осуществлении мер реагирования и очистки на разливы нефти обеспечивается достижение наиболее эффективных результатов с точки зрения охраны окружающей среды.

Мониторинг эмиссий. Виды работ по производственному экологическому контролю и объекты контроля

Основными производственными процессами при производственной деятельности Компании являются: добыча нефти и газа на месторождении, подготовка и транспортировка нефти.

Операционный мониторинг обеспечивает контроль за соблюдением параметров производственного процесса в целях исключения сбоев технологических режимов, предотвращения загрязнения окружающей среды и обеспечения качества производимой продукции. Работы по операционному мониторингу выполняются силами аккредитованной лаборатории компании.

Для контроля за содержанием радионуклидов и радиационной безопасности привлекается аккредитованная подрядная лаборатория.

Атмосферный воздух. В рамках исследования планируется осуществление производственного экологического контроля с целью оценки концентраций загрязняющих веществ (ЗВ) в окружающей среде. Для этого планируется провести замеры концентраций ЗВ с использованием четырех точек наблюдения: две с наветренной стороны и две с подветренной стороны объекта.

Следует производить контроль качества атмосферного воздуха на территории месторождения по следующим загрязняющим веществам: (азота диоксид, азот оксид, углерод оксид, серы диоксид, формальдегид, метан, сажа, углеводороды C6-C10.

Мониторинг водных ресурсов. Контроль состояния водных ресурсов представляет единую систему наблюдений и контроля за водными ресурсами при выполнении производственных работ для своевременного выявления и анализ потенциальных загрязнений, включая тяжелые металлы, химические вещества и другие токсичные компоненты, которые могут попасть в водоемы в результате промышленных процессов.

Мониторинг уровня загрязнения почвы.

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, на территории ТОО "Sunrise Energy Kazakhstan" запланировано осуществление производственного мониторинга состояния почв. Порядок проведения экологического мониторинга определяется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, нормативно-методическими документами и прочими соответствующими регулятивными актами.

Частота проведения наблюдений за показателями загрязнения почв нефтепродуктами и тяжелыми металлами составляет один раз в квартал.

Радиационный мониторинг

Планируется проведение оценки радиационного фона на промышленных территориях. Измерение уровня гамма-излучения будет осуществляться при размещении датчика на расстоянии 0,1 от поверхности исследуемой площади. Для каждой точки фиксации предусмотрено измерение радиационного фона продолжительностью не менее 30 секунд.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Шоба было открыто в 2011г, когда из скважины Ш-1 в результате испытания с интервала 747,5-754 м был получен приток нефти дебитом 35,2 м³/сут.

Промышленная разработка месторождения начата в 2016г на основании проекта ТС-2015г (протокол ЦКРР от 15.05.2015г. №59/7, протокол рабочей группы КГиН от 25.05.2015 №10-04-3169). Действующим проектным документом является ПР-2022г.

В разрезе среднетриасовых отложений месторождения выделены 2 продуктивных горизонта Т₂-II (газонефтяной) и Т₂-IV (нефтяной). Запасы нефти по горизонту Т₂-II утверждены по промышленной категории С₁, по горизонту Т₂-IV – по непромышленной категории С₂.

Согласно протоколу ГКЗ от 24.05.2024г №2672-24-У, утвержденные начальные запасы углеводородов месторождения Шоба составляют:

Нефти:

- по категории С₁: геологические – 1876 тыс.т, извлекаемые – 473 тыс.т;
- по категории С₂ геологические – 18 тыс.т, извлекаемые – 2 тыс.т.

Растворенного газа:

- по категории С₁: геологические – 49 млн.м³, извлекаемые - 13 млн.м³;
- по категории С₂: геологические – 0 млн.м³, извлекаемые – 0 млн.м³.

Запасы газа газовой шапки:

- по категории С₁: геологические – 181 млн.м³, извлекаемые - 87 млн.м³.

В целом по месторождению доля запасов нефти по категории С₁ составляет 99%.

Нефтеносность горизонта Т₂-IV опробованием не установлена.

Ввиду незначительных геологических и извлекаемых запасов нефти категории С₂ (всего 18,0/2,0 тыс. т), выявленных по результатам интерпретации материалов ГИС, испытание данного горизонта на дату проектирования предполагается экономически нецелесообразным.

По состоянию на 01.01.2024г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 17 ед. Из них 4 поисковые скважины, 3 оценочные скважины, 2 опережающе-добывающие, 1 нагнетательная и 7 эксплуатационных скважин.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю необходимо:

- продолжить проведение полноценного комплекса исследовательских работ при испытании скважин, включающих исследования на различных режимах прямым и обратным ходами (не менее 3—4 режимов) и контролем приточных интервалов (PLT);

- провести качественный отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида с определением микроэлементов в составе, в том числе на литий для уточнения физико-химических свойств, компонентного состава и получения достоверных подсчетных параметров;
- продолжить доизучение и уточнение структурно-тектонической, геологической и гидродинамической моделей месторождения по результатам бурения новых скважин.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

С учетом категории нефти по свойствам, которая относится к нефти средней плотности, по вязкости – к высоковязкой, а по содержанию парафина – к парафинистой, для получения дополнительной добычи нефти в качестве опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на данном месторождении рекомендуется применение в рамках ОПИ технологии глинокислотной обработки (ГКО) призабойной зоны скважин и пласта (ПЗС и ПЗП).

При тампонировании, вскрытии продуктивного пласта и перфорации глинистая составляющая бурового раствора создает на стенках скважины корку, в результате из-за кольматации пород закупоривается поровое пространство. При эксплуатации добывающих нефтяных скважин, их призабойные зоны могут засоряться смолопарафиновыми соединениями, высокомолекулярными компонентами, такими как асфальтены, которые присутствуют в самой нефти месторождения в количестве до 1,1%.

Условно, предлагаемые ОПИ по ГКО можно разделить на три технологических цикла:

В первом цикле комплексной обработки будет проводиться стандартная соляно-кислотная обработка (СКО), с общим объемом кислотного раствора, рассчитанным из расхода 0,5 м³ на 1 метр перфорированной толщины. Целью первого цикла является удаление карбонатных материалов из ПЗП, для последующей безаварийной обработки ПЗП глинокислотной композицией, т.к. глинокислотный состав, при взаимодействии с карбонатами, образует нерастворимый осадок фтористого кальция. При обработке нагнетательной скважины, продукты реакции можно не удалять из скважины, а продавливать в удаленные зоны пласта. С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения, таким образом, глубины ее проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 12%. Данный прием позволяет также облегчить продвижение продуктов реакции в удаленные зоны пласта, за пределы ПЗП. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб (НКТ). К раствору кислоты добавляются реагенты: ингибиторы, интенсификаторы, стабилизаторы. Для продавки кислоты, в зависимости от типа поверхностно-активного вещества (ПАВ), используют 1-3% раствор ПАВ, облегчающий удаление продуктов реакции. Поскольку удаление продуктов реакции производится в удаленные зоны пласта, объем продавочной жидкости должен быть значительным – не менее 50 м³.

Во втором цикле проводится ГКО. Целью второго цикла является воздействие на алюмосиликатный скелет (матрицу) породы, с целью увеличения проницаемости. При

этом, в базовом растворе должны присутствовать все вышеуказанные добавки – интенсификаторы, стабилизаторы и ингибиторы, в соответствующих дозировках.

Данные особенности ГКО требуют особых приемов проведения работы:

- предварительное удаление карбонатного материала породы, небольшим объемом соляной кислоты в первом цикле;
- закачка глинокислоты на максимально возможной скорости, с целью увеличения глубины проникновения раствора;
- практически отсутствует время ожидания реакции, немедленно после закачки производится продавка глинокислотного состава;
- продавку продуктов реакции предпочтительно осуществлять 1-2% раствором ПАВ в объеме, обеспечивающем удаление продуктов реакции из ПЗП в удаленные зоны пласта.

Отличительной особенностью третьего цикла является включение в него на первом этапе закачки нефтяного растворителя, с последующей обработкой кислотой. Кислотный состав, применяемый в третьем цикле, аналогичен кислотному составу второго цикла. Практически, это ГКО. В ходе второго цикла, обработке воздействием кислотного состава подвергаются доступные для водного раствора кислоты водонасыщенные поры и каналы, проникновение кислоты в нефтенасыщенные каналы затруднено. В нефтенасыщенном канале пленка нефти или асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) предотвращает контакт кислоты с поверхностью пор. Целью закачки нефтяного растворителя является очистка поверхности пор от оставшихся загрязняющих веществ и АСПО, облегчение доступа кислотной композиции к ранее недоступным поверхностям. Одновременно растворитель, поступивший в нефтенасыщенные каналы, испытывает сопротивление продвижению по ним. Следующая непосредственно за растворителем кислота не поступает в те каналы, по которым продвигались предыдущие порции кислоты во время первого и второго циклов. Таким образом, растворитель выполняет функции отклонителя, перенаправляя кислотный состав в новые каналы. Именно поэтому растворитель может быть закачан в скважину только в третьем цикле, когда приемистость нагнетательной и производительность добывающей скважин увеличены за счет работы первых порций кислоты. При прочих равных условиях, если производительность (приемистость) скважины перед проведением второго цикла достаточно высока для закачки растворителя, более предпочтительно применение его во втором цикле.

Для проведения ОПИ на данном месторождении рекомендуется участок в районе скважины Ш-7а и нагнетательной скважины Ш-9.

Также, настоящим проектом рассмотрен вариант ОПИ с применением реагента ТНД-П(04). Данный реагент предназначен для использования в технологии водоизоляции высокопроницаемых зон и гидрофобизации пластов, обладает высокой степенью селективности к водонасыщенным участкам пласта. Технологии на основе ТНД-П(04) позволяют осуществлять отключение выработанных интервалов пластов, а также проводить изоляцию подошвенных вод, что в условиях месторождения с растущей обводненностью и водоплавающими залежами будет достаточно актуальным.

Для контроля разработки в процессе проведения ОПИ и получения дополнительных данных о геолого-физических свойствах коллектора предусмотрено проведение ГИС-к до и после мероприятий.

Продолжительность ОПИ, необходимая для оценки эффективности апробируемой технологии составит не менее полугода.

Для оценки уровней добычи нефти и закачки воды в период проведения ОПИ, технологической и экономической эффективности мероприятий, выполнен ориентировочный расчет технологических показателей эксплуатации скважин выбранного участка на основании опыта разработки других месторождений с аналогичными коллекторскими свойствами (табл. 12.1.1).

Таблица 12.1.1 – Расчет технологических показателей эксплуатации скважин участка ОПИ

№№ п/п	Годы	№№ скв.	Показатели до мероприятий					Показатели после мероприятий				
			Дебит нефти, т/сут; Приемис- тость, м³/сут	Обводнен- ность, %	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Закачка, тыс.м³	Дебит нефти, т/сут; Приемис- тость, м³/сут	Обводнен- ность, %	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Закачка, тыс.м³
1	2024	Ш-7а	7,6	73,5	2,6	9,9	-	8,36	66,15	2,86	10,89	-
2	2024	Ш-9	53,4	-	-	-	18,5	48,06	-	-	-	16,6

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на 01.01.2024г. составляет **87 478 472** тенге.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов»;
- п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд, рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;

- демонтаж объектов нефтепромыслового обустройства;
- рекультивация нарушенных земель.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы и затраты по рекультивации земли.

Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ на объектах обустройства представлена в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ на объектах обустройства

Наименование показателей	Стоимость, тыс.тенге
Техническая рекультивация земель	2 012,320
Ликвидация скважин с фактической глубиной в инт. 700м до 1000м №№ Ш-1, Ш-2, Ш-3, Ш-6, Ш-7а, Ш-8, Ш-9, Ш-21 (8 скв.)	30 246,310
Ликвидация скважин с фактической глубиной в инт. 1000м до 1500м №№ Ш-10, Ш-11, Ш-15, Ш-12, Ш-13, Ш-14, Ш16, Ш17 (8 скв.)	35 056,427
Демонтаж технологического оборудования	5 442,000
Демонтаж насосного оборудования	571,125
Демонтаж емкостей и резервуаров	6 495,630
Демонтаж площадки дизельного блока	2 071,110
Демонтаж вахтового жилого комплекса	17 734,860
Демонтаж технологических трубопроводов	10 441,080
Другие сооружения (Операторная, система автоматической пожарной сигнализации и газообнаружения, технологическая трубная эстакада, ограждение, автоналивной стояк	8 480,570
Подъездные дороги	15 243,860
Итого	133 795,292
Временные здания и сооружения - $3,5\% \times 0,8 = 2,8\%$	3 746,268
Производство строительно-монтажных работ в зимнее время - $0,8 \times 1 \times 1,05 = 0,84\%$	1 155,349
Непредвиденные работы и затраты	2 773,938
Итого	141 470,847
Затраты на осуществление авторского надзора 0,1%	141,471
Затраты на осуществление технадзора	451,035
Итого по смете	142 063,353

Общая стоимость демонтажа наземного обустройства, ликвидации скважин, рекультивации составила **142 063 353 тенге**.

Согласно главе 13 Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, в рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тонну добытой нефти.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.3.

Таблица 13.2 - Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование показателей	Стоимость, тыс.тенге
Ликвидация скважин	65 302,737
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	66 480,235
Рекультивация земли	2 012,320
Всего:	133 795,292
Временные здания и сооружения - $3,5\% \times 0,8 = 2,8\%$	3 746,268
Производство строительно-монтажных работ в зимнее время - $0,8 \times 1 \times 1,05 = 0,84\%$	1 155,349
Непредвиденные работы и затраты	2 773,938
Затраты на осуществление авторского надзора 0,1%	141,471
Затраты на осуществление технадзора	451,035
Всего:	142 063,353
Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на депозитном счете банка	87 478,472
Отчисления подлежащие выплате	54 584,881
Суммарная добыча нефти на контрактный период 2024-2028гг, тыс.т	80,125
Расчетный удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	681,248

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

Таблица 13.3 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд 3-го рекомендуемого варианта разработки месторождения на контрактный период

Год	Годовая добыча нефти, тыс. тенге	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
2024	9,179	681,25	6 253,111
2025	16,983	681,25	11 569,359
2026	16,263	681,25	11 078,803
2027	18,012	681,25	12 270,338
2028	19,689	681,25	13 413,270
Итого	80,125		54584,88119

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**а) Опубликованная литература**

- [1] Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г, г. Астана, 2017г;
- [2] Правительство РК Кодекс РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» от 25.12.2017г №120-VI ЗРК, с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.11.2019г, г. Астана, 2019г;
- [3] Правительство РК «Экологический кодекс РК», утвержденный постановлением Правительства РК №400-VI-ЗРК от 02.01.2021г, г. Нур-Султан, 2021г;
- [4] Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, г. Астана, 2018г;
- [5] Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г №355, с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019г № 872, г. Астана, 2019г;
- [6] ВНИИ РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», г. Москва, 1982г;
- [7] Правительство РК СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г;
- [8] Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №87 от 30.01.2015г, г. Астана, 2015г;
- [9] Правительство РК «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные Приказом от 24.08.18г №329 И.о. Министра энергетики РК, г. Астана, 2018г;
- [10] Правительство РК «Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений», утвержденные Приказом от 24.08.18г №329 И.о. Министра энергетики РК, г. Астана, 2018г;

- [11] Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;

б) Фондовая литература

- [12] Рахманова А.Б., Койшигулова Г.Е., Турлан Л. и др. «Оперативный подсчет запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа месторождения Шоба на контрактной территории Жаркамыс Западный-1 Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 15.10.2011г», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2011г;
- [13] Шаукенова Д.Е., Айдналиева Г.З., Иманбаева Ж.К. и др. «Проект пробной эксплуатации месторождения Шоба», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2012г;
- [14] Рахманова А.Б., Койшигулова Г.Е., Нурболатов А.Н. и др. «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа на месторождении Шоба Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2013г;
- [15] Турмагамбет Л.И., Каримов А.М., Масакпаева А.Л. и др. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Шоба», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2014г;
- [16] Турмагамбет Л.И., Гуковский Д., Кабиева Ш. и др. «Технологическая схема разработки месторождения Шоба», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г. Атырау, 2015г;
- [17] Ли В.Ч., Горяева Н.В., Туксанбаев Е.А. и др. «Анализ разработки месторождения Шоба», ТОО «АктюбНИГРИ», г. Актобе, 2017г;
- [18] МЭ РК Протокол ЦКРР от 31.03.21г №12/5

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П. 2.3.1 - Физико-химические свойства пластовой нефти

Таблица П.2.3.2 - Физико-химические свойства дегазированной нефти

Продолжение таблицы П.2.3.2

Таблица П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант

Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант

Таблица П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант

Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 3 вариант

Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения по 1 варианту

Продолжение таблицы П.4.2.1

Таблица П.4.2.2 - Капитальные вложения по 3 варианту

Продолжение таблицы П.4.2.2

Таблица П.4.2.3 – Доход от реализации продукции по 1 варианту

Таблица П.4.2.4 – Доход от реализации продукции по 3 варианту

Таблица П.4.2.5 – Эксплуатационные затраты по 1 варианту

Продолжение таблицы П 4.2.5

Таблица П.4.2.6 – Эксплуатационные затраты по 3 варианту

Продолжение таблицы П 4.2.6

Таблица П.4.2.7 – Доход Государства от реализации проекта по 1 варианту

Таблица П.4.2.8 – Доход Государства от реализации проекта по 3 варианту

Таблица П.4.2.9 – Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности по 1 варианту

Таблица П.4.2.10 – Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности по 3 варианту

Таблица П.8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по 1 варианту

Продолжение таблицы П.8.1.1

Таблица П.8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по 3 варианту

Продолжение таблицы П.8.1.2

