Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ___Природных ресурсов_____
Направление подготовки __21.03.01 Нефтегазовое дело_____
Кафедра __Геологии и разработки нефтяных месторождений_

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Эффективность технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)

УДК 622.276.43(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Ворошилов Игорь Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г-м.н.		

Томск – 2017 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4,ОК-5,ОК-7, ОК-8) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2,ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i),ПК1,ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5,ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14,ПК-15)*
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6,ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16,ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23,ПК-24,ПК-25,ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)*

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)* *(ABET-3c), (EAC-4.2-e)*

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов
Направление Нефтегазовое дело
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Ворошилов Игорь Александрович

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1462/с от 03.03.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Пакет технологической информации по Приобскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая изученность месторождения 3. Состояние разработки 4. Одновременно-раздельная закачка воды 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6 Социальная ответственность
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. Обзорная карта. 2. Схема компоновки ОРЗ. 3. Размер сменного скважинного регулятора.

	4. Характеристика вытеснения нефти. 5. Сравнительный анализ компоновки ОРЗ внедряемых за период 2003-2011гг. 6. Оборудование унифицированной компоновки ОРЗ..

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Глызина Т.С.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.12.2016г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Ворошилов И.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Ворошилову Игорю Александровичу

Институт	Природных ресурсов	**Кафедра**	геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	бакалавр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных расходов, обеспечивающих экономическую эффективность разработки месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	на основе технологических показателей и экономических параметров, обоснованных с учетом производственно-финансовой деятельности.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые вносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%…
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности технологии добычи
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	
1. Анализ чувствительности (Риски ИП)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Ворошилов И.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Ворошилову Игорю Александровичу

Институт	Природных ресурсов	**Кафедра**	геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	бакалавр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является Приобское нефтяное месторождение (ХМАО). Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на рабочем месте могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)	При технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения (ХМАО) существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести: – повышенный уровень шума и вибрации; – неудовлетворительные метеоусловия; – тяжесть и напряженность физического труда.
1.2 Анализ выявленных опасных факторов при технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)	При технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения (ХМАО) могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: – поражение электрическим током; – опасность механических повреждений; – пожаровзрывоопастность
2. Экологическая безопасность.	При технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения (ХМАО) будет оказываться негативное воздействие, в

	основном, на: – окружающую среду; – атмосферу воздуха; – поверхностные и подземные воды от загрязнения и истощения.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть: – по причине техногенного характера; – газонефтеводопроявления; – попадание молнии.
4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Ворошилов И.А.		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: Нефтегазовое дело
Кафедра: ГРНМ
Уровень образования: бакалавр
Период выполнения: весенний семестр 2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2017г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.12.2016	*Общие сведения о Приобском месторождении*	*10*
15.01.2017	*Геолого-физическая характеристика месторождения*	*10*
01.02.2017	*Состояние разработки*	*10*
15.02.2077	*Анализ эффективность ОРЗ воды на лицензионных участках Приобского месторождения.*	*40*
10.04.2017	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*20*
01.05.2017	*Социальная ответственность*	*10*

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г-м.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 106с., 7рис., 19табл., 29 источников.

ПРИОБСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, АВТОНОМНЫЙ МАНОМЕТР, КРИВАЯ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЗАКАЧКА, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, СКВАЖИННАЯ КАМЕРА, ПАКЕР, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ КОЛОННЫ, РЕГУЛЯТОР ДАВЛЕНИЯ.

Объектом исследования являются нагнетательные скважины Приобского месторождения.

Целью работы является анализ эффективности технологии одновременно-раздельной закачки воды при эксплуатации скважин Приобского нефтяного месторождения (ХМАО).

При выполнении работы были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-физическую характеристику Приобского месторождения;
- провести обзор технологий повышения нефтеотдачи пластов и скважин (в том числе и технологий одновременно - раздельной закачки (ОРЗ) воды);
- провести обзор методов оценки эффективности геолого-технических мероприятий;
- изучить технологию проведения ОРЗ воды на объектах разработки;
- провести анализ эффективности одновременно - раздельной закачки воды на лицензионных объектах разработки Приобского месторождения.

Обозначения и сокращения

ОРЗ – одновременно – раздельная закачка

ОРД – одновременно – раздельная добыча

ЮЛТ – южная лицензионная территория.

ГИС – геофизические исследования скважин

ППД – поддержание пластового давления

ОРРНЭО - одновременно-раздельная разработка нескольких эксплуатационных объектов

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов

АМТ – автономный манометр-термометр

НКТ – насосно-компрессорные трубы

МУН – методы увеличения нефтеотдачи пласта

РДШ – регулятор двухштуцерный Шарифова

РКГШ – разъединитель колонны гидравлический Шарифова

РКМ – разъединитель колонны механический

Оглавление

Введение ... 14

1 Общие сведения о месторождении ... 16

2 Геолого-физическая изученность месторождения ... 18

2.1 Литостратиграфический разрез ... 18

2.2 Тектоническое строение ... 21

2.3 Характеристика водоносных комплексов ... 22

2.4 Нефтеносность ... 23

2.5 Характеристика продуктивных пластов ... 24

2.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов ... 27

2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья ... 29

3 Состояние разработки Приобского месторождения ... 32

3.1 Анализ основных технико-экономических показателей разработки ... 33

3.2 Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин ... 34

4 Анализ эффективности одновременно - раздельной закачки воды на лицензионных объектах разработки Приобского месторождения ... 35

4.1 Общие принципы одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов ... 35

4.2 Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) воды как метод поддержания оптимального пластового давления ... 40

4.3 Эффективность использования закачиваемой воды ... 42

4.4 Многопакерная скважинная установка со скважинными камерами для одновременно-раздельной закачки ... 44

4.5 Эффективность использования одновременно-раздельной закачки на месторождении ... 49

4.6 Внедрение и совершенствование технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения ... 52

4.7 Опыт применения технологии ОРРНЭО установки ОРЗ ООО НТП «Нефтегазтехника» ... 56

4.8 Технико-экономическая эффективность одновременно-раздельной закачки воды на Приобском месторождении ... 64

5 Технико-экономический анализ проектных решений ... 70

5.1 Общие положения ... 70

5.2 Показатели экономической оценки ... 71

5.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат ... 72

5.4 Налоговая система ... 80

5.5 Технико-экономические показатели вариантов разработки ... **Ошибка! Закладка не определена.**

5.5.1. Технико-экономические показатели вариантов разработки СЛТ ... 81

5.6 Технико-экономический анализ вариантов разработки СЛТ в макроэкономических параметрах, принятых в ОАО «НК «Роснефть» ... 86

6 Социальная ответственность ... 91

6.1 Производственная безопасность ... 92

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению при ОРЗ ... 93

6.1.2 Анализ выявления опасных факторов при технологии ОРЗ воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения ... 96

6.2 Экологическая безопасность ... 99

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....102
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....103
Заключение.....104
Список литературы.....106

Введение

При разработке неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов происходит опережающее обводнение высокопроницаемых и водонасыщенных нефтяных пластов. Это приводит к отключению (частичному или полному) средне- и низкопроницаемых прослоев из процесса выработки. На выпадение из процесса выработки прослоев оказывает влияние низкая гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами, высокая разница в проницаемости пластов, низкий коэффициент песчанистости и эффективная толщина низкопроницаемых прослоев.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири широко применяется технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин. Ее использование позволяет организовать экономически рентабельную совместную разработку по единой сетке скважин сложнопостроенных малопроницаемых пластов без снижения качества их выработки. ООО «Газпромнефть-Хантос» является одним из лидеров по внедрению систем ОРЭ.

На Приобском месторождении, разработку которого ведет данное предприятие, компоновками одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) оборудован весь фонд нагнетательных и пьезометрических скважин, эксплуатирующих два или три пласта. ОРЗ позволяет значительно расширить возможности регулирования пластового давления в каждом из эксплуатационных объектов, предполагая использование скважин с многопакерными (многосекционными) компоновками.

Отличительной чертой изучаемого месторождения является осложнённое геологическое строение, характеризующееся многопластовостью и низкой степенью продуктивности. Коллекторы основных продуктивных пластов отличаются невысокой проницаемостью,

низкой песчанистостью, высоким уровнем глинистости и высокой расчленённостью. Следовательно, освоение месторождения невозможно без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Основанием для внедрения ОРЗ на месторождении стала невозможность рентабельного разбуривания отдельных пластов по самостоятельным сеткам скважин из-за низких входных дебитов и небольших удельных извлекаемых запасов нефти на одну пробуренную скважину.

С учетом того, что основные продуктивные пласты различаются по проницаемости в среднем в 3 раза, по проводимости – в 3,4 раза, было принято решение об оснащении многопластовых нагнетательных скважин компоновками ОРЗ для получения более равномерного вытеснения нефти по указанным пластам за счет регулирования приемистости по каждому пласту.

1 Общие сведения о месторождении

Приобское нефтяное месторождение открыто в 1982 году, в 1988 – введено в разработку. Южная лицензионная территория (ЮЛТ) разрабатывается с 1999 года.

В административном отношении Приобское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области в 65-и км к востоку от г. Ханты-Мансийска, и в 100 км к западу от г. Нефтеюганска.

К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой – Челябинск – Новополоцк и нефтепровода Усть – Балык – Омск.

В непосредственной близости от Приобского месторождения расположены крупные, находящиеся в эксплуатации месторождения: Приразломное (на юго-востоке), Салымское (20 км восточнее) Правдинское (57 км на юго-восток) (рисунок 1).

Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Центральная часть месторождения находится в пойме реки Обь, на территории молодой аллювиальной равнины, характеризующейся большой

заболоченностью, затопляемой в весенне-летний период паводковыми водами на 85%. Южная часть месторождения находится на плоской аллювиальной террасе со слабовыраженными формами речной эрозии. Река Обь разделяет месторождение на левобережную и правобережную части.

Гидрографическая сеть представлена протокой Малый Салым, которая протекает в субширотном направлении в северной части площади и на этом участке соединяется мелкими протоками Малой Берёзовской и Полой с крупной и полноводной Обской протокой Большой Салым. Река Обь является основной водной магистралью Тюменской области. На территории района имеется большое количество озёр, наиболее крупные из которых озеро Олевашкина, озеро Карасье, озеро Окунёвое. Болота непроходимые, замерзают к концу января и являются главным препятствием при передвижении транспорта.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким тёплым летом. Зима морозная и снежная. Самый холодный месяц года - январь (среднемесячная температура -19,5 градусов С). Абсолютный минимум -52 градуса С. Самым тёплым является июль (среднемесячная температура +17 градусов С), абсолютный максимум +33 градуса С. Среднегодовое количество осадков 500-550 мм в год, причём 75% приходится на тёплое время года. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и продолжается до начала июня. Мощность снежного покрова от 0,7 м до 1,5-2 м. Глубина промерзания почвы 1-1,5 м.[1].

2 Геолого-физическая изученность месторождения

2.1 Литостратиграфический разрез

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

Доюрские образования (Pz)

В разрезе доюрской толщи выделяется два структурных этажа. Нижний, приуроченный к консолидированной коре, представлен сильно дислоцированными графит-порфиритами, гравелитами и метаморфизованными известняками. Верхний этаж, выделяемый как промежуточный комплекс, составляют менее дислоцированные эффузивно-осадочные отложения пермо-триасового возраста толщиной до 650м.

Юрская система (J)

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В ее составе выделяются тюменская (J1+2), абалакская и баженовская свиты (J3).

Отложения тюменской свиты залегают в основании осадочного чехла на породах коры выветривания с угловым и стратиграфическим несогласием и представлены комплексом терригенных пород глинисто-песчано-алевролитового состава.

Толщина отложений тюменской свиты изменяется от 40 до 450м. В пределах месторождения они вскрыты на глубинах 2806-2973м. Отложения тюменской свиты согласно перекрываются верхнеюрскими отложениями абалакской и баженовской свит.

Абалакская свита сложена темносерыми до черного цвета, участками известковистыми, глауконитовыми аргиллитами с прослоями

алевролитов в верхней части разреза. Толщина свиты колеблется от 17 до 32 м.

Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными, битуминозными аргиллитами с прослоями слабоалевритистых аргиллитов и органогенно-глинисто-карбонатных пород. Толщина свиты составляет 26-38 м.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы развиты повсеместно представлены верхним и нижним отделами.

В составе нижнего отдела снизу вверх выделяются ахская, черкашинская, алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты, а в верхнем ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Нижняя часть ахской свиты (K1g) представлена в основном аргиллитами с подчиненными маломощными прослоями алевролитов и песчаников, объединенных в ачимовскую толщу.

В верхней части ахской свиты выделяется выдержанная пачка тонкоотмученных, темно-серых, приближающихся к серым пимских глин.

Общая толщина свиты изменяется с запада на восток от 35 до 415м. В разрезах расположенных восточнее к этой толще приурочены группа пластов БС1-БС12.

Разрез черкашинской свиты (K1g-br) представлен ритмичным чередованием серых глин, алевролитов и алевритистых песчаников. Последние, в пределах месторождения, так же как и песчаники, являются промышленно нефтеносными и выделяются в пласты АС7, АС9, АС10, АС11, АС12.

Толщина свиты изменяется от 290 до 600 м.

Выше залегают темно-серые до черных глины алымской свиты (K1a), в верхней части с прослоями битуминозных аргиллитов, в нижней - алевролитов и песчаников. Толщина свиты изменяется от 190 до 240м.

Глины являются региональной покрышкой для залежей углеводородов всей Среднеобской нефтегазоносной области.

Викуловская свита (K1a-al) состоит из двух подсвит.

Нижняя - преимущественно глинистая, верхняя - песчано-глинистая с преобладанием песчаников и алевролитов. Для свиты характерно присутствие растительного детрита. Толщина свиты колеблется от 264 м на западе до 296 м на северо-востоке.

Ханты-Мансийская свита (K1a-2s) представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород с преобладанием первых в верхней части разреза. Породы свиты характеризуются обилием углистого детрита. Толщина свиты варьирует от 292 до 306 м.

Уватская свита (K2s) представлена неравномерным переславиванием песков, алевролитов, песчаников. Для свиты характерно наличие обугленных и ожелезненных растительных остатков, углистого детрита, янтаря. Толщина свиты 283-301 м.

Березовская свита (K2k-st-km) подразделяется на две подсвиты. Нижнюю, состоящую из глин, серых монтмореллонитовых, прослоями опоковидных толщиной от 45 до 94 м, и верхнюю, представленную глинами серыми, темно-серыми, кремнистыми, песчанистыми, толщиной 87-133 м.

Ганькинская свита (K2mP1d) состоит из глин серых, зеленовато-серых переходящих в мергели с зернами глауконита и конкрециями сидерита. Ее толщина - 55-82м.

Палеогеновая система (P2)

Палеогеновая система включает в себя породы талицкой, люлинворской, атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Первые три представлены морскими отложениями, остальные - континентальными.

Четвертичная система (Q)

Присутствует повсеместно и представлена в нижней части чередованием песков, глин, суглинками и супесями, в верхней - болотными и озерными фациями - илами, суглинками и супесями. Общая толщина составляет 70-100 м.

2.2 Тектоническое строение

Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий. Структуры первого порядка осложнены валообразными и куполовидными поднятиями второго порядка и отдельными локальными антиклинальными структурами, являющимися объектами проведения поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. В юго-западной части района - Селияровское, Западно-Сахалинское, Светлое поднятия. В северо-западной части - Восточно-Селияровское, Крестовое, Западно-Горшковское, Южно-Горшковское, осложняющие восточный склон Западно-Лемпинской зоны поднятия. В центральной части - Западно-Сахалинский прогиб, восточнее его Горшковское и Сахалинское поднятия, осложняющие соответственно Средне-Ляминский вал и Сахалинский структурный нос.

По отражающему горизонту «$Д^б$», приуроченному к кровле быстринской пачки прослеживаются Приобское куполовидное поднятие, Западно-Приобское малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. На западе площади оконтуривается Ханты-Манийское поднятие. Севернее Приобского поднятия выделяется Светлое локальное поднятие. В южной части месторождения в районе скв. 291 условно выделяется Безымянное поднятие. Восточно-Селияровская

приподнятая зона в исследуемом районе оконтуривается не замкнутой сейсмоизогипсой - 2280 м. Вблизи скв.606 прослеживается малоамплитудная изометричная структура. Селияровская площадь покрыта редкой сетью сейсмических профилей, на основе которой можно условно прогнозировать положительную структуру. Селияровское поднятие подтверждается структурным планом по отражающему горизонту «Б». В связи со слабой изученностью западной части площади, сейсморазведкой, севернее Селияровской структуры, условно, выделяется куполовидное безымянное поднятие. [2]

2.3 Характеристика водоносных комплексов

Приобское месторождение является частью гидродинамической системы Западно - Сибирского артезианского бассейна. Его особенностью является наличие водоупорных глинистых отложений олигоцен-турона, толщина которых достигает 750м, разделяющих разрез мезо-кайнозоя на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Верхний этаж объединяет осадки турон-четвертичного возраста и характеризуется свободным водообменом. В гидродинамическом отношении этаж представляет собой водоносную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой связаны между собой.

В состав верхнего гидрогеологического этажа входит три водоносных горизонта:

1- водоносный горизонт четвертичных отложений;

2- водоносный горизонт новомихайловских отложений;

3- водоносный горизонт атлымских отложений.

Сравнительный анализ водоносных горизонтов показал, что в качестве основного источника крупного централизованного хозяйствено-питьевого водоснабжения может быть принят атлымский водоносный

горизонт. Однако вследствии значительного сокращения затрат на эксплуатацию может быть рекомендован новомихайловский горизонт ($Ф_8$).

Нижний гидрогеологический этаж представлен отложениями сеноман-юрского возраста и обводненными породами верхней части доюрского фундамента. На больших глубинах в обстановке затрудненнго, а местами и практически застойного режима, формируются термальные высокоминерализованные воды, имеющие высокую газонасыщенность и повышенную концентрацию микроэлементов. Нижний этаж отличается надежной изоляцией водоносных горизонтов от поверхностных природно-климатических факторов. В его разрезе выделяется четыре водоносных комплекса. Все комплексы и водоупоры прослеживаются на значительном расстоянии, но в то же время на Приобском месторождении наблюдается глинизация второго комплекса.

Для заводнения нефтяных пластов в Среднем Приобье широко используются подземные воды апт-сеноманского комплекса, сложенного толщей слабосцементированных, рыхлых песков, песчаников, алевролитов и глин уватской, ханты-мансийской и викуловской свит, хорошо выдержанных по площади, довольно однородных в пределах участка. Воды отличаются малой коррозийной способностью из-за отсутствия в них сероводорода и кислорода.[5]

2.4 Нефтеносность

На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5км.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам,

сформировавшихся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивность которых не контролируется современным структурным планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов.

Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт $АС_7$, где получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: $АС_{12}^{3}$, $АС_{12}^{2}$, $АС_{11}^{2-4}$, $АС_{11}^{1}$, $АС_{11}^{0}$, $АС_{10}^{1-2}$, $АС_{10}^{0}$, $АС_9$, $АС_7$. Залежи пластов $АС_7$, $АС_9$ промышленного интереса не представляют.

2.5 Характеристика продуктивных пластов

В разрезе ЮЛТ Приобского месторождения выделены два основных нефтеносных объекта - пласты $АС_{10}$ и $АС_{12}$.

Продуктивные горизонты характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Их геолого-физические характеристики приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты	
	$АС_{10}$	$АС_{12}$
Средняя глубина залегания, м	2394,2	2526,8
Тип залежи	литологический	
Тип коллектора	терригенный	
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м^2	586897	1886894

Средняя общая толщина, м	84,6	89,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина,м	5,1	9,8
Пористость, %	18,5	18
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,57	0,50
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	-	-
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,57	0,5
Средняя насыщ. газом газовой шапки, доли ед.	-	-
Проницаемость, мкм^2	0,0086	0,0024
Песчанистость, доли ед.	0,115	0,103
Расчлененность, ед.	6,5	7,5
Начальная пластовая температура, ^{o}С	90	92
Начальное пластовое давление, МПа	25,7	26,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,77	1,38
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа*с	20,5	15,6
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,834	0,818
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,879	0,87
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,125	1,144
Содержание серы в нефти, %	1,52	1,15
Содержание парафина в нефти, %	3,02	2,67
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,26	7,84
Газосодержание нефти, м^3/т	55,4	57,9
Содержание сероводорода, % (мольн.)	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,38	0,38
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа*с	1,0	1,0
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	0,980	0,980
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м^3	1,006	1,006
Сжимаемость, 1/МПа*10^{-4}		
нефти	10,4	10,6
воды	4,36	4,36
породы	0,054	0,054
Коэффициент продуктивности, т/сут*МПа	6,8	8,5
Коэффициент вытеснения, доли.ед	0,548	0,475

Средняя нефтенасыщенность по ГИС пласта $АС_{10}$ составляет 57%, пласта $АС_{12}$ – 50%, средняя пористость пластов – 18,2%. Нефтеносные горизонты представлены низкопроницаемыми коллекторами: средняя проницаемость пласта $АС_{10}$ составляет $8{,}6 \cdot 10^{-3}$мкм^2, пласта $АС_{12}$ – $2{,}4 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. В разрезе продуктивные горизонты разделяются мощными выдержанными толщами глин, что позволяет с уверенностью

предположить отсутствие межпластовых перетоков. Водоносные и водонефтяные зоны отсутствуют.

Свойства нефтей, практически не отличаются по своим значениям. Максимум различий наблюдался в плотности нефти в пластовых условиях, но его также нельзя называть значительным. Внутри пластов, от прослоя к прослою различия в свойствах нефтей не наблюдается. Нефти горизонтов месторождения однотипны, не изменяются по разрезу каждого из горизонтов настолько, чтобы это являлось препятствием для вскрытия всех пропластков каждого из горизонтов одним фильтром.[3]

Наличие мощных непроницаемых перемычек дает основание полагать, что с помощью раздельной закачки воды по пластам удастся обеспечить их равномерную выработку. По состоянию на 1.01.2013 г. все многопластовые нагнетательные скважины оснащены оборудованием для ОРЗ.

Кроме этого, проводятся работы по разделению отборов из каждого пласта автономными приборами (манометр, термометр, расходомер). Контроль за режимом работы скважин осуществляется с применением технологий непрерывной регистрации давления и температуры более чем по 85 % фонда добывающих скважин, по остальной части осуществляются замеры динамического уровня с периодичностью не реже одного раза в неделю.

Также проводятся рекомендованные работы по оценке выработки запасов из каждого продуктивного пласта путем оборудования скважин комплектами техники совместно-раздельной добычи (ОРД).

Анализ геологических характеристик пластов (проницаемости, мощности, толщины глинораздела, расчлененности), свидетельствует о целесообразности объединения пластов на этих участках в единый эксплуатационный объект.

Незначительная степень различия основных физико-химических характеристик нефтей и коллекторских свойств основных пластов позволяет также объединить их в один эксплуатационный объект.

2.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Пластовые нефти по продуктивным пластам $АС_{10}$ и $АС_{12}$ не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 -2 раза ниже пластового (высокая степень пережатия).

Экспериментальные данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют о незначительной неоднородности нефти в пределах залежей [3].

По **пласту $АС_{10}$** диапазон изменения плотности нефти при стандартных условиях составляет 876,8-884,5 г/м^3. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется от 16,84 до 28,47 мм^2/с, а при 50 °С – от 7,16 мм^2/с до 10,11 мм^2/с. Содержание серы варьирует от 1,25 % масс. до 1,72 % масс., парафинов – от 2,2 % масс. до 3,8 % масс., смол селикагелевых – от 10.52 % масс. до 15,15 % масс., асфальтенов – от 2,44 % масс. до 3,65 % масс. Температура начала кипения изменяется от 47,6 °С до 70,5 °С, а. выход легких фракций до 300°С – от 36,5 до 41,5 % об.

Нефть смолистая, среднепарафинистая, с незначительной вязкостью. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 3 (тяжелая), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая).

По результатам однократного разгазирования глубинных проб значения свойств пластовой нефти следующие:

- давление насыщения при пластовой температуре равно 8,26 МПа;

- плотность пластовой нефти составляет 834 кг/м^3, сепарированной – 879 кг/м^3,
- объемный коэффициент – 1,125,
- газосодержание – 55,4 м^3/т (49,3 м^3/м^3).

Динамическая вязкость пластовой нефти равна 1,77 мПа·с.

По результатам ступенчатой сепарации представительных глубинных получены следующие значения свойств нефти пласта $АС_{10}$: плотность пластовой нефти 834 кг/м^3, сепарированной – 879 кг/м^3, объемный коэффициент при начальных пластовых условиях равен 1,098, газосодержание – 46 м^3/т (40 м^3/м^3).

Растворённый газ, полученный при стандартной сепарации содержит 66,8 % мол. метана, 5,6 % мол. этана, 10,8 % мол. пропана, 9,8 % мол. бутанов, 3,7 % мол. пентанов, 1,1 % мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 1,3 %, азота – 0,8 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись.

По результатам хроматографического анализа газа, выделившегося при ступенчатой сепарации представительных глубинных проб, газ характеризуется следующим средним составом (% мол.): метан – 68,5, этан – 11,0, пропан – 9,9, бутаны – 5,6, пентаны – 1,7, гексаны – 2,4.

По **пласту $АС_{12}$** диапазон изменения плотности нефти при стандартных условиях составляет 862,3-882,9 г/м^3. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется от 11,99 до 29,02 мм^2/с, а при 50°С – от 5,27 мм^2/с до 10,31 мм^2/с. Содержание серы варьирует от 0,78 % масс. до 1,61 % масс., парафинов – от 2,5 % масс. до 3,0 % масс., смол селикагелевых – от 8,70 % масс. до 12.87 % масс., асфальтенов – от 1,16 % масс. до 4.17 % масс. Температура начала кипения изменяется от 46,62 °С до 71,5 °С, а. выход легких фракций до 300°С – от 36,3 до 43,5 % об.

Нефть, смолистая, среднепарафинистая, с незначительной вязкостью. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 3 (тяжелая), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая).

По результатам стандартной сепарации осредненные значения свойств нефтей следующие: давление насыщения при пластовой температуре равно 7,84 Мпа, плотность пластовой нефти составляет 818 кг/м3, сепарированной – 870 кг/м3., объемный коэффициент – 1,144, газосодержание – 58 $м^3$/т (51 $м^3/м^3$). Динамическая вязкость пластовой нефти равна 1,38 мПа·с.

Осреднение результатов исследований ступенчатой сепарации представительных глубинных проб дало следующие значения свойств нефтей пласта $АС_{12}$: плотность пластовой нефти 818 кг/$м^3$, объемный коэффициент при начальных пластовых условиях равен 1.105, газосодержание – 49 $м^3$/т (43 $м^3/м^3$).

Растворённый газ полученный при стандартной сепарации состоит из 58,25 % мол. метана, 9,9 % мол. этана, 15,7 % мол. пропана, 9,4 % мол. бутанов, 3,4 % мол. пентанов, 1,3 % мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 1,15 %, азота - 0.8 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись.

По результатам хроматографического анализа газа, выделившегося при ступенчатой сепарации представительных глубинных проб, осредненный состав растворенного газа следующий (% мол.): метан – 66,1, этан – 11,1, пропан – 12,5, бутаны – 5,4, пентаны – 1,3, гексаны – 0,5.

2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья

Подсчет запасов южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения первоначально выполнены совместно ОАО АНК «Югранефть» и «Амоко Евразия Петролеум Компани» в 1997 году по результатам геологоразведочных работ (бурение 78 разведочных скважин и проведение сейсморазведки методом 2D в объеме 2650 погонных километров), на основе двухмерной геологической модели в пределах нефтяных залежей продуктивных горизонтов $АС_{10}$ и $АС_{12}$ [6].

Начальные запасы нефти ЮЛТ Приобского месторождения, были утверждены ГКЗ РФ в количестве:

по категории C_1 – 941 436 / 180 903тыс. т., КИН – 0,192;

по категории C_2 – 261 176 тыс.т., КИН – 0,140 [6].

В связи с активным разбуриванием ЮЛТ представление о геологическом строении менялось. Возникала необходимость уточнения запасов в период 2007-2008 гг. осуществлено два оперативных пересчета. Первый из них был утвержден протоколом Роснедра № 18/581 от 19.07.2007 г., второй протоколом Роснедра № 18/388 от 11.06.2008 г.

На 01.01.2009 г. в целом по месторождению на государственном балансе числятся запасы углеводородов:

Пласт AC_{10}

геологические:	извлекаемые:
категория $B+C_1$ – 165 156 тыс. т.	категория B+C1 – 44 759 тыс. т., КИН – 0,271
категория C_2 – 28 558 тыс. т.	категория C2 – 7 739 тыс. т., КИН – 0,271.

Пласт AC_{12}

геологические:	извлекаемые:
категория $B+C_1$ – 878 730 тыс. т.	категория B+C1 – 238 136 тыс. т., КИН – 0,271
категория C_2 – 232 618 тыс. т.	категория C2 – 63 040 тыс. т., КИН – 0,271.

По месторождению в целом:

геологические:	извлекаемые:
категория $B+C_1$ – 1 043 886 тыс. т.	категория B+C1 – 282 895 тыс. т., КИН – 0,271
категория C_2 – 261 176 тыс. т.	категория C2 – 70 779 тыс. т., КИН – 0,271.

Состояние запасов нефти по объектам приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Состояние запасов нефти Приобского месторождения на 01.01.2009 г.

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				Теку-щий КИН
	Утв. ГКЗ МПР России					На гос. балансе					Геолог		Извлек		
	Геолог		Извлек		КИН С1/С2	Геолог.		Извлек		КИН С1/С2					
	В+С1	С2	В+С1	С2		В+С1	С2	В+С1	С2		В+С1	С2	В+С1	С2	В+С1
распределенный фонд															
АС10	157539	28558	38209	3998	0,243/0,140	165156	28558	44759	7739	0,271/0,271	152384	28558	31987	7739	0,077
АС12	783897	232618	142693	32567	0,182/0,140	878730	232618	238136	63040	0,271/0,271	868964	232618	228370	63040	0,011
По месторождению	941436	261176	180902	36565	0,192/0,140	1043886	261176	282895	70779	0,271/0,271	1021348	261176	260857	70779	0,022

3 Состояние разработки Приобского месторождения

Разработка каждого эксплуатационного объекта $АС_{10}$, $АС_{11}$, $АС_{12}$ проводилась при размещении скважин по линейной трехрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв, с бурением всех скважин до пласта $АС_{12}$.

Динамика основных технико-экономических показателей разработки представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Динамика основных показателей разработки Приобского месторождения

	Показатели	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
1	Добыча нефти, тыс. т	2,3	23	127	264	426	538	597	715	810	1062	1184	1350	1485
2	Действующ. фонд доб.скв на конец года шт.	1	9	27	62	138	210	306	354	237	296	302	321	332
3	Фонд доб. скв на конец года, шт	1	9	32	64	123	234	372	450	457	432	413	422	414
4	Фонд мех. скв. на конец года, шт.	0	4	13	40	71	148	209	323	347	379	379	379	373
5	Фонд нагн. скв. на конец года, шт.	0	0	0	11	16	22	23	27	45	79	104	119	132
6	Среднегодовая обводненность (весовая), %	0	0	0	0	0,6	1,3	2,1	1	2,08	1,98	3,97	6,18	9,8
7	Добыча жидкости всего, т.т.	2,3	24	127	264	426	545	610	722	828	1083	1233	1439	1608
8	Закачка воды, тыс. м3	0	0	0	100	621	735	719	704	778	1570	1774	2094	2362
9	Сред.дебит действ. скв по нефти, т/сут.	20,7	17,1	17,5	20,4	16,1	10,7	7,7	6,9	9	11,5	11,5	13,1	13,6
10	Сред.дебит действ.скв по жидкости, т/сут.	20,7	17,1	17,5	20,4	16,1	10,8	7,9	7	9,2	11,9	12	14	16,9
11	Темп отбора от нач. извл. запасов, %	0	0	0,1	0,67	1,08	1,39	1,55	1,84	2,11	2,76	2,13	2,24	2,6
12	Добыча нефти с начала разработки, т.т.	2,3	25,3	152	416	842	1380	1977	2692	3502	4564	5748	7098	8583

В 2007 г. СибНИИНП было подготовлено "Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки левобережной части Приобского месторождения, включая пойменный участок N4", в котором были даны коррективы по разработке левобережной части

месторождения с подключением в работу новых кустов N140 и 141 в пойменной части месторождения. В соответствие с этим документом предусматривается реализация блоковой трехрядной системы (плотность сетки - 25 га/скв) с переходом в дальнейшем на более поздней стадии разработки на блочно-замкнутую систему.

3.1 Анализ основных технико-экономических показателей разработки

Приобское месторождение разрабатывается с 1988 года. За 24 года разработки, как видно из таблицы 3.1 , добыча нефти постоянно растет.

Если в 1988 году она составляла 2300 тонн нефти, то к 2012 году достигла 1485000 т., добыча жидкости возросла от 2300 до 1608000 т.

С 1994 года для поддержания пластового давления в эксплуатацию вводятся нагнетательные скважины и начинается закачка воды. На конец 2012 года нагнетательный фонд составляет 132 скважины, а закачка воды росла с 100 до 2362 тыс.т. к 2012 году. С ростом закачки увеличивается средний дебит действующих скважин по нефти. К 2012 году дебит увеличивается, что объясняется правильным выбором количества закачиваемой воды.

Также с момента ввода в эксплуатацию нагнетательного фонда начинается рост обводненности продукции и к 2012 году она достигает отметки - 9,8 % , первые 6 лет обводненность - 0 % .

Фонд добывающих скважин к 2012 году составил 414 скважины, из них скважин, добывающих продукцию механизированным способом – 373. К 2012 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс.т.

Приобское месторождение является одним из самых молодых и перспективных в Западной Сибири.

3.2 Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин

Месторождение отличается низкими дебитами скважин. Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давление по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта $АС_{12}$. Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту $АС_{12}$ является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти [7].

Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора горизонтов $АС_{10}$ и $АС_{11}$ относятся к средне и низкопродуктивным, а $АС_{12}$ - к аномально низкопродуктивным.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи.

Это подтверждает опыт разработки эксплуатационного участка левобережной части.

4 Анализ эффективности одновременно - раздельной закачки воды на лицензионных объектах разработки Приобского месторождения

4.1 Общие принципы одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов

Одновременно-раздельная разработка нескольких эксплуатационных объектов (ОРРНЭО) — комплекс технологических мероприятий, нацеленный на повышение рентабельности разработки нефтегазового многопластового месторождения за счёт эффективной выработки эксплуатационных объектов, вскрываемых скважинами, управления динамикой пластового давления путём использования скважинных установок с несколькими секциями, каждая из которых работает в оптимальных (рациональных) режимах. Использование технологии ОРРНЭО позволяет через одну скважину воздействовать рациональной (оптимальной) депрессией или репрессией на каждый из нескольких выделенных эксплуатационных объектов с целью обеспечения их максимальной нефтеотдачи, выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, и профиля притока добывающих скважин, а также осуществлять постоянный контроль за этими объектами. Скважинную установку непрерывно или периодически используют для добычи углеводородов из эксплуатационных объектов или для нагнетания агента (воды) в эксплуатационный объект, что позволяет использовать одну скважину в качестве и добывающей, и нагнетательной не только периодически, но и непрерывно, не только раздельно, но и одновременно

Кроме этого ОРРНЭО позволяет проводить совместную выработку запасов из нефтяной оторочки и газовой шапки, предупреждая образование газовых (и водяных) конусов, обеспечивая дифференцированное воздействие на различные интервалы и участки пласта путём

использования одной скважины одновременно для добычи углеводородов и нагнетания рабочего агента [8].

Центральной Комиссией по разработке месторождений углеводородного сырья технология ОРРНЭО рекомендована:

- недропользователям для широкого использования при разработке нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных многопластовых месторождений;
- проектным организациям для обязательного рассмотрения при проектировании разработки месторождений.

Технология ОРРНЭО включает в себя:

- способы раздельной эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин;
- скважинные установки для реализации способов;
- методики расчетов и программное обеспечение.

При реализации ОРРНЭО следует решить четыре основные технологические проблемы:

- раздельный учет добываемой из ЭО продукции и закачки воды в ЭО;
- индивидуальное исследование геолого-промысловых характеристик ЭО;
- дифференцированное регулирование забойных давлений ЭО;
- селективное воздействие на ЭО.

Критерии выбора скважин для применения технологии ОРРНЭО

Основываясь на опыте промышленного использования необходимо учитывать при выборе скважин-кандидатов для технологии ОРРНЭО геологические параметры эксплуатационных объектов и технические параметры скважины:

а) Скважина вскрывает более двух эксплуатационных объектов с разными значениями одного или нескольких физико-геологических параметров:

- коэффициент вытеснения от закачки;
- коэффициент пористости;
- коэффициент проницаемости;
- послойная неоднородность;
- эффективная толщина пласта;
- пластовое давление (приведённое к одному уровню);
- оптимальное для эксплуатации забойное давление (приведенное к одному уровню)
- обводнённость продукции (для ОРД);
- вязкость и плотность нефти (для ОРД);
- газовый фактор (для ОРД);
- компонентный состав газа (для ОРД);
- давление насыщения продукции (для ОРД);
- минерализация попутной воды (для ОРД).

В противном случае использование технологии нецелесообразно.

б) Особенности геологического строения объектов, расположения скважины и состояния призабойной зоны:

- расстояние по каждому эксплуатационному объекта до ближайшей зоны отбора. Разобщаемые пласты или пачки должны иметь площадь распространения минимум по двум скважинам для возможности дифференцированного воздействия;
- плотность сетки скважины по каждому эксплуатационному объекту;
- накопленная закачка по каждому эксплуатационному объекту;
- особенности эксплуатации соседних скважин;

- пространственное расположение эксплуатационных объектов и их строение (наличие сдвигов);
- толщина непроницаемого экрана от одного до другого смежного эксплуатационного объекта или высокопроницаемого коллектора, что обусловливает возможное взаимовлияние пластов и должна быть не менее 6м. В противном случае возрастает риск создания гидродинамической связи между пластами с тонким межпластовым экраном;
- учёт результатов трассерных исследований при их наличии;
- наличие трещин в призабойной зоне;
- совершенство вскрытия скважины;
- обработки призабойной зоны.

Известны режимные параметры работы каждого из объектов скважины до использования технологии:

- дебит или приёмистость каждого пласта скважины;
- динамические уровни;
- обводнённость продукции (для ОРД);
- распределение продукции или закачки по вскрытым эксплуатационным объектам;
- пластовое и забойное давление (для каждого эксплуатационного объекта);
- температура пластовой и закачиваемой воды (для ОРЗ).

В противном случае невозможно рассчитать эффект от использования технологии.

в) Между эксплуатационными объектами не должно быть заколонных перетоков или значительной гидродинамической связи. При наличии межпластовых перетоков снаружи эксплуатационной колонны использование пакера для разделения затрубного пространства внутри эксплуатационной колоны не имеет смысла.

г) Эксплуатационная колонна должна быть герметичной (опрессованной на величину создания репрессии в скважине). В противном случае есть риск возникновения заколонных перетоков (поступление воды из негерметичного интервала при ОРД; уход воды в негерметичный интервал при ОРЗ).

д) Расстояние между интервалами перфорации разных эксплуатационных объектов.

Расстояние должно быть таким, чтобы цементное кольцо надежно предотвращало перетоки жидкости при максимально возможных перепадах давлений между эксплуатационными объектами в течение всего времени использования данной технологии. В противном случае есть риск возникновения заколонных межпластовых перетоков. Кроме этого при расстоянии между интервалами перфорации менее 10 метров есть риск посадки разобщающего пакера в интервале перфорации;

е) Проектное забойное давление менее обводнённого эксплуатационного объекта должно быть меньше текущего (для ОРД). В противном случае снижается вероятность дополнительной добычи нефти.

ж) Дебит жидкости одного из эксплуатационных объектов должен быть не более 40 % от суммы дебитов из двух пластов и не более 50 % от номинала ЭЦН (для ОРД).

В противном случае существует опасность при отключении одного из объектов (для учёта продукции из другого) выйти за пределы рабочей области расходно-напорной характеристики ЭЦН

з) Диаметр эксплуатационной колонны позволяет спускать в неё скважинную установку.

Важно учитывать, что разные скважинные установки рассчитаны на разный внутренний диаметр эксплуатационных колон.

и) Эксплуатационная колонна в интервале установки пакеров очищена (отскрепирована, отрайбирована).

В противном случае есть вероятность неуспешной (негерметичной) установка пакеров.

к) Качество закачиваемой воды.

л) УЭЦН должна быть оснащена телеметрической системой (ТМС) (для контроля параметров на забое скважины), частотным преобразователем (для возможности регулирования добычи технологического режима установки) и устьевым штуцером (для возможности регулирования добычи).

м) Скважина не должна находиться в осложнённом фонде (для ОРД):

- по мехпримесям;
- по солям;
- по газогидратам;
- по асфальтосмолистопарафинистым отложениям (АСПО);
- по высокому газовому фактору;

В противном случае есть большая вероятность отказа оборудования скважинной установки.

4.2 Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) воды как метод поддержания оптимального пластового давления

Для достижения заданной динамики оптимального поля пластовых давлений используют нагнетательные скважины.

Модуль ОРЗ технологии ОРРНЭО позволяет значительно расширить возможности регулирования пластового давления в каждом из эксплуатационных объектов.

Одновременно-раздельная закачка и поочерёдная закачка для обеспечения нестационарного воздействия на эксплуатационные объекты

При благоприятных геолого-физических условиях месторождений заводнение нефтяных залежей может обеспечивать нефтеотдачу пластов до 60-65 % и более. Однако полнота охвата пластов заводнением и конечная нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. Одними из эффективных способов достижения максимального охвата может служить циклическое (импульсным, нестационарное) заводнение послойно неоднородных продуктивных пластов [9].

Суть метода циклического воздействия заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, по проницаемости объектов и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин путем их периодического повышения и снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои (зоны) малой проницаемости насыщенные нефтью располагаются в пластах бессистемно обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых нефтенасыщенных слоях (зонах). Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, возникают положительные перепады давления – в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных ниже. При снижении, давления в пласте, возникают отрицательные перепады

давления – в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте, направленное на выравнивание насыщенностей и устранение капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, слоев [10].

Многократные скачки насыщенностей, возникающие вследствие неравномерного вытеснения нефти водой из неоднородных пластов, создают неравновесное состояние капиллярных сил на контакте зон с разной насыщенностью. Но сами по себе капиллярные силы могут выровнять насыщенность в пластах за очень длительный период времени. Возникновение знакопеременных перепадов давлений между зонами (слоями) разной насыщенности способствует ускорению капиллярной, противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон (слоев) – внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по мелким поровым каналам и перетоку нефти из нефтенасыщенных зон в заводненные по крупным поровым каналам.

С помощь технологии одновременно-раздельной закачки можно эффективно обеспечить нестационарное воздействие на пласты за счет изменения режимов, эксплуатационных объектов в нагнетательной скважине, в том числе и в зимнее время, поскольку режим нагнетательной скважины может оставаться неизменным при дискретном поочередном отключении от процесса закачки воды в отдельные эксплуатационные объекты.

4.3 Эффективность использования закачиваемой воды

Большинство эксплуатационных объектов, как правило состоят из разнопроницаемых пластов и пропластков. Наличие разнопроницаемых пропластков увеличивает вероятность преждевременного прорыва по ним

воды, закачиваемой для поддержания пластового давления поступаемой из-за контура нефтеносности, оставляя зоны продуктивного пласта с более низкой проницаемостью неохваченными заводнением. Поскольку закачиваемая, вода охватывает интервалы высокой проницаемости, их проницаемость для последующего потока становится ещё выше (вследствие увеличения фазовой проницаемости по воде, приводя к увеличению водонефтяного фактора) [11].

Аналогично продвижению вод по высокопроницаемым пропласткам, обводнение продукции может происходить при наличии системы природных или техногенных трещин между нагнетательной и добывающими скважинами.

Даже если трещины, пересекающие две скважины, не соединяются между собой, то вода может главным образом течь через одну трещину вблизи другой трещины или ствола, охватывая лишь небольшую часть продуктивного коллектора. Неверно направленные гидроразрывы - могут также создать трещины, которые дают возможность нагнетаемой воде обходить большую часть залежи углеводородов.

Для увеличения добычи нефти или поддержания заданных темпов добычи необходимо поддерживать оптимальное пластовое давление с помощью закачки воды в пласт и не допускать её прорыва к добывающим скважинам.

В зависимости от пластового давления, остаточных извлекаемых запасов, степени промытости эксплуатационного объекта изменение темпов закачки может по разному влиять на добычу нефти.

По признаку эффективности закачки нагнетаемую в пласт воду, для подержания пластового давления в зависимости от ее воздействия на пластовое давление в зонах отбора добывающих скважин можно условно разделить:

- энергоэффективную, обеспечивающую компенсацию отборов и имеющую положительное значение показателя энергетической эффективности закачиваемой воды;
- неэнергоэффективную, бесполезно уходящую не в эксплуатационный объект и имеющую показатель энергетической эффективности закачиваемой воды зачастую близкий к нулю.

Для максимизации извлечения нефти (нефтеотдачи) из эксплуатационного объекта (пластов) необходимо максимизировать эффективность закачки.

Для подержания дебита нефти на стабильном уровне необходима оптимизации закачки энергоэффективной воды.

Для минимизации потребления электроэнергии необходимо минимизировать использование бесполезной и вредной воды.

Определение технологической эффективности проводится на основе характеристик вытеснения — зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, при этом базовый вариант (экстраполяция прежнего режима) сравнивают с фактическим вариантом после оптимизации пластового давления.

4.4 Многопакерная скважинная установка со скважинными камерами для одновременно-раздельной закачки

На рисунке 4.1 приведена принципиальная схема однотрубной пакерной установки по патенту РФ №2211311 для нагнетательной скважины на три эксплуатационных объекта по технологии ОРЗ (ОРРНЭО).

На каждый эксплуатационный объект спускают одну секцию компоновки, выполненную в зависимости от характеристик эксплуатационного объекта и состоящую из колонны труб, пакера и одной

или нескольких скважинных камер с размещёнными в них регуляторами потока. Сверху пакеры оснащены разъединителем колонны труб или телескопическим соединением. В нижнем конце установки размещена заглушка или глухая пробка [12, 13].

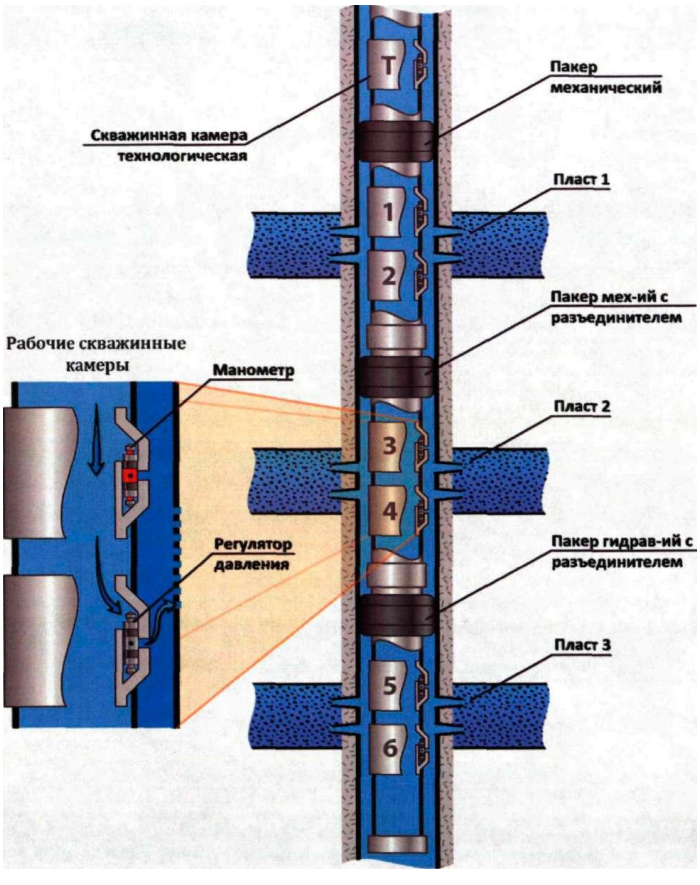

Рисунок 4.1– Схема установки для ОРЗ по патенту РФ № 2211311

В нижней секции установки под нижней скважинной камерой имеется хвостовик из нескольких труб для сбора песка.

Для надёжности установки нескольких пакеров и проверки их герметичности все секции компоновки при возможности спускаются в скважину поочерёдно — в скважину спускают сначала первую секцию на вспомогательной колонне труб и устанавливают пакер с последующей опрессовкой, а затем отсоединяют разъединитель колонны и извлекают вспомогательную колонну труб. Разъединитель колонны труб может быть гидравлического или механического действия. При необходимости изолированный объект осваивают, измеряют его характеристики, исследуют отдельно.

Спускают вторую секцию скважинной установки на глубину второго объекта и соединяют ее с помощью разъединителя, колоны с первой секцией. Затем устанавливают и проверяют герметичность пакера над второй секцией.

Перед проверкой работоспособности каждой спущенной в скважину секции проверяется герметичность колонны труб над компоновкой путем установки обратного клапана в ниппель над компоновкой.

Для последующего глушения скважины над верхним пакером устанавливается технологическая скважинная камера с глухой пробкой или срезным циркуляционным клапаном. Для замены раствора в затрубном пространстве из технологической скважинной камеры извлекают пробку.

Исследования и подбор штуцеров для регуляторов расхода производят через определённое время- после запуска скважины, под закачку (в первые дни после монтажа закачка ведётся на не стабильном режиме с сильным поглощением и ростом давления). Дальнейшие исследования и регулировки (при необходимости) проводятся раз в 6 месяцев.

Проектирование скважинных установок для ОРЗ

При проектировании скважинных установок основной задачей является обеспечение необходимой закачки для каждого выделенного эксплуатационного объекта. Дифференцированная закачка осуществляется с помощью скважинных регуляторов, штуцерами, обратными клапанами и регуляторами давления [14].

Подбор скважинных регуляторов выполняется по следующей методике:

1. При спущенной скважинной установке открываются скважинные камеры напротив исследуемого первого эксплуатационного

объекта и во время опрессовки пакеров фиксируется устьевое давление начала поглощения первого объекта (давление при котором агрегат работает безостановочно на средней скорости). Определяется текущее пластовое давление для исследуемого эксплуатационного объекта.

а. Данная операция проводится в случае отсутствия данных гидродинамических исследований. Рекомендуется определять текущее пластовое давление с помощью мандрельных автономных манометров.

2. При открытых скважинных камерах не менее чем на двух режимах производится исследование расхода для каждого эксплуатационного объекта.

3. Рассчитываются забойные давления для эксплуатационных объектов на двух режимах, в зависимости от устьевого давления первого и второго режима.

4. Определяется коэффициенты, приёмистости для каждого эксплуатационного объекта.

5. Вычисляется перепад давления на штуцерах скважинного регулятора.

Сменный скважинный регулятор (рисунок 4.2) состоит из корпуса с наружной проточкой (1), наружными уплотнительными элементами (2), боковыми пропускными и осевым проходным каналами, ловильной головки (3) и хвостовика с фиксатором (4). Ловильная головка и хвостовик выполнены с боковыми пропускными каналами или со сквозным осевым проходным каналом. Корпус выполнен с внутренними посадочными гнездами под затворы или с расточками, по меньшей мере в двух из которых размещены противоположно с одинаковыми или разными проходными наружными диаметрами съемные сужающие элементы – штуцеры (5) (возможен вариант с обратными свободными, или подпружиненными затворами с ограниченным ходом). Сменный скважинный регулятор устанавливается и извлекается из скважинной камеры с помощью канатной техники [15].

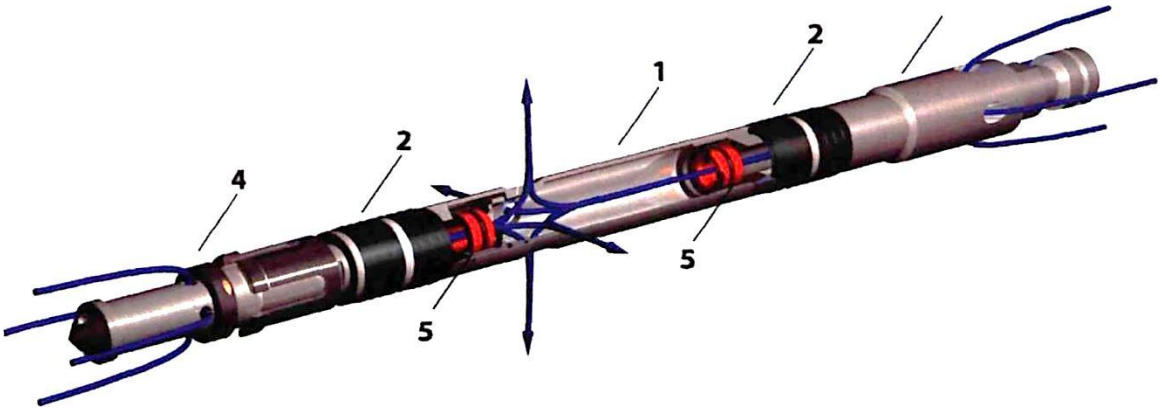

Рисунок 4.2 – Разрез сменного скважинного регулятора

Используются штуцеры с проходным отверстием с диаметром 2 мм; 3 мм; 5 мм; 6,5 мм; 8 мм; 9,5 мм.

На штуцере вследствие перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую, средняя скорость потока в суженном сечении повышается, в результате чего — статическое давление в этом сечении становится меньше статического давления перед штуцером. Разность этих давлений тем больше, чем больше расход протекающей среды и следовательно, она может служить мерой расхода.

В случае если необходимо полностью ограничить закачку в один из эксплуатационных объектов, в скважинные камеры устанавливают глухие пробки.

В случае если для эксплуатационного объекта необходимо стабилизировать оптимальное забойное давление, предупреждая его дальнейший рост, устанавливают регулятор давления с клапаном газлифтного типа, поддерживающий заданное значение забойного давления.

Система сопровождения одновременно-раздельной закачки

Система сопровождения включает:

- подбор нагнетательных скважин;
- выбор схемы скважинной установки;

- сопровождение и мониторинг монтажа многопакерной скважинной установки, обеспечивающей надежность разобщения эксплуатационных объектов пакером;
- исследование геолого-промысловых характеристик эксплуатационных объектов;
- выбор забойных давлений для каждого из эксплуатационных объектов для оптимизации динамического пластового давления и расчёт сменных регуляторов.

4.5 Эффективность использования одновременно-раздельной закачки на месторождении

Одновременно-раздельная закачка по технологии ОРРНЭО широко внедряется на месторождениях Западной Сибири.

Наибольшее промышленное использование происходит на Приобском месторождении (более 340 скважин).

Был проведён анализ применения скважин для одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении [16].

За 2012 год на Приобском месторождении было введено в эксплуатацию 25 скважин для одновременно-раздельной закачки. Критериями выбора скважин-кандидатов были наличие двух продуктивных пластов; разная проницаемость пластов; расстояние между пластами более 10 метров; расположение на сетке разработки месторождения соответствующее скважинам поддержания пластового давления. Было выделено 12 блоков (в среднем 2 скважины ОРЗ на блок). Рассмотрим блок № 3 (таблица 4.1).

В данном блоке в течение трёх месяцев было введено в эксплуатацию 3 скважины со скважинной установкой для ОРЗ, скважины нагнетали воду в два пласта: $АС_{11}$, $АС_{12}$. По двум скважинам был выровнен

профиль приёмистости, а по одной был подключён дополнительный эксплуатационный объект.

Таблица 4.1 — Блок № 3 одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении

Скв. ОРЗ	Объект	Приёмистость до, $м^3$/сут	Приёмистость после; $м^3$/сут	Реагирующие скважины	
5223	$АС_{11}$	0	231	39271	39302, 5222.
	$АС_{12}$	782	924	37781	
10709	$АС_{11}$	не вскрыт	376	39303	39302, 10708, 37777
	$АС_{12}$	1600	729		
10632	$АС_{11}$	47	205		39271
	$АС_{12}$	736	532		

В итоге прирост добычи нефти (за счёт увеличения нефтеотдачи объектов $АС_{11}$, $АС_{12}$) за три квартала (207 суток) использования технологии по сравнению с прогнозной добычей (вычисленной по характеристике вытеснения на основе степенной зависимости Казаков А. А. (ВНИИнефть) методом наименьших квадратов) составил более 7 %.

На рисунке 4.3 представлена характеристика вытеснения для семи добывающих скважин блока № 3.

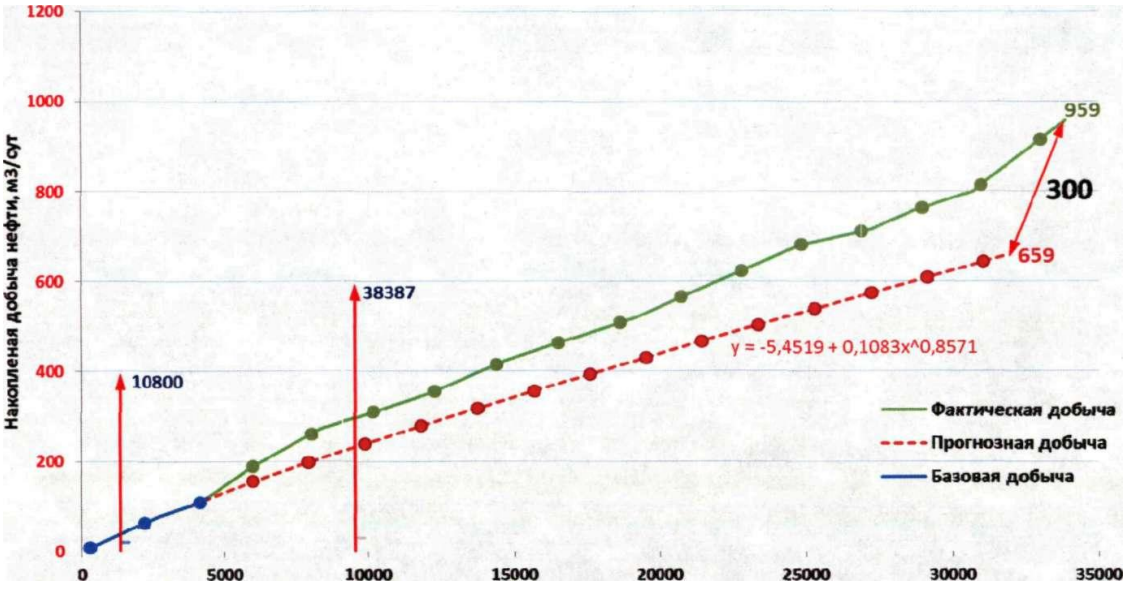

Рисунок 4.3 – Характеристика вытеснения скважины № 40338 Приобского месторождения после использования технологии ОРЗ в блоке № 6

Рассмотрим реакцию добывающей скважины № 40338 на скважины ОРЗ в блоке № 6.

В блоке № 6 в течение двух месяцев были запущены в работу 2 скважины со скважинной установкой для ОРЗ. Скважины нагнетали жидкость в два пласта: $АС_{10}$, $АС_{11}$.

Прирост добычи нефти на 116 день промышленного использования технологии по сравнению с прогнозной добычей, вычисленной по методу наименьших квадратов, составил 355 т нефти.

Таким образом технология ОРЗ доказала свою эффективность на Приобском месторождении, несмотря на то, что при промышленном использовании не было учтено:

- наличие реагирующих скважин на обоих пластах;
- наличие заколонных перетоков;
- пластовые давления

Поочерёдная закачка и поочередная добыча — как метод выработки запасов на поздней стадии разработки

Модуль поочерёдной добычи и закачки технологии ОРРНЭО может быть использован для адресного регулирования гидродинамического воздействия на пропластки различной проницаемости в призабойной зоне эксплуатационного объекта добывающей скважины путем изменения динамики пластового давления, в частности:

1. Для циклического воздействия на пласт.
2. Для исследования эксплуатационного объекта.

При эксплуатации нескольких эксплуатационных объектов часто не известна их обводненность, при этом теряется контроль за процессом разработки, неправильно осуществляется учет извлечённых и остаточных запасов [17].

Использование модуля поочерёдной добычи позволяет за межремонтный период УЭЦН с большой достоверностью получить информацию не только о компонентном и фазовом составе пластового флюида, но и уточнить важнейшие геолого-промысловые характеристики эксплуатационного объекта, такие как коэффициент продуктивности, скин-фактор, пластовое давление в зоне отбора.

Использование модуля поочерёдной закачки позволяет перераспределить линии тока воды от нагнетательных скважин, что увеличивает охват заводнением по площади.

Модули поочерёдной добычи и закачки позволяют значительно экономить электроэнергию за счет сокращения оборота малоэффективной воды на поздней стадии разработки месторождения, когда основным механизмом извлечения нефти из низкопроницаемой части эксплуатационного объекта, неохваченной заводнением, является капиллярная пропитка.

4.6 Внедрение и совершенствование технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири широко применяется технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин. Ее использование позволяет организовать экономически рентабельную совместную разработку по единой сетке скважин сложнопостроенных малопроницаемых пластов без снижения качества их выработки. ООО «Газпромнефть-Хантос» является одним из лидеров по внедрению систем ОРЭ. В настоящее время на Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения, разрабатываемой данным предприятием, компоновками одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)

оборудован весь фонд нагнетательных и пьезометрических скважин, эксплуатирующих два или три пласта.

Для системы ОРЭ на месторождении используются компоновки для ОРЗ и одновременно-раздельной добычи (ОРД). С 2005 г. применяемые компоновки ОРЗ всесторонне опробованы и в настоящее время приведены к одному стандарту:

- нижний механический пакер осевой установки;
- второй и последующие пакеры с опорной на нижний пакер и защитой от преждевременной распакеровки и регулировкой нагрузки распакеровки;
- гидроякорь, замыкающий компоновку.

Применение последнего необходимо для удержания пакеров от перемещения вверх при создании рабочего давления в подпакерной зоне в процессе закачки рабочего агента. Обязательным условием является установка над каждым пакером разъединителя колонны, чтобы при возникновении аварийной ситуации (например, выпадении из пласта над пакером механических примесей или проппанта) имелась возможность ступенчатого извлечения компоновки ОРЗ.

Компания «Лифт Ойл» применяет разъединитель колонны с возможностью промывки, которая осуществляется при:

а) штатном подъеме компоновки;

б) росте нагрузки сверх расчетной, когда открываются окна для прямой промывки от механических примесей;

в) дальнейшем росте нагрузки, когда происходят отсоединение колонны труб от пакера и ступенчатое извлечение компоновки с применением НКТ.

В интервале закачки устанавливаются две скважинные камеры: в одной размещается штуцер-регулятор; в другой – при необходимости автономный манометр-термометр (АМТ) для контроля давления и температуры за штуцером в процессе закачки. Изменение режимов закачки

по объектам осуществляется сменой штуцеров-регуляторов в скважинных камерах канатной техникой.

Результаты внедрения технологии ОРЭ не только показали ее высокую эффективность, но и позволили наметить пути дальнейшего совершенствования скважинного оборудования. В частности дальнейшее совершенствование стандартных компоновок ОРЗ осуществляется по следующим направлениям:

- переход на цельнопроходные компоновки диаметром 89 мм;
- установка дополнительной технологической скважинной камеры над верхним пакером;
- проведение работ по определению приемистости, смене регулятора расхода и исследования скважин с применением двухбарабанных подъемников, позволяющих выполнять канатные работы как на проволоке, так и на тросе при более высоких нагрузках в скважинах с большими глубиной и искривлением ствола.

Специалисты компании «Лифт Ойл» и ООО «ГазпромнефтьХантос» продолжают работы по дальнейшему совершенствованию компоновок и технологий ОРЗ. В настоящее время проведены стендовые испытания компоновки ОРЗ, передающей информацию по объекту закачки рабочего агента пообъектно в режиме реального времени.

Внедрение ОРЭ позволяет не только решить проблему независимой разработки совместно вскрытых пластов, но и организовать мониторинг разработки. Система мониторинга на ЮЛТ Приобского месторождения имеет следующие особенности.

Пьезометрический фонд контролируется АМТ, устанавливаемыми и извлекаемыми в скважинные камеры канатной техникой. АМТ сохраняет во Flash-памяти информацию о давлении и температуре за весь период установки в скважине.

Для исследования нагнетательного фонда, оборудованного компоновками ОРЗ, подготовлена компоновка с применением аппаратно-программных комплексов САКМАР-5, спускаемых на канатной проволоке. Это имеет следующие преимущества перед стандартными геофизическими исследованиями с применением геофизического кабеля:

а) исключается вопрос герметизации кабеля при высоких устьевых давлениях, следовательно, улучшается экологическая ситуация на месторождении;

б) в начале спуска приборов на проволоке с применением канатной техники не изменяется режим закачки, так как нет необходимости ограничивать его для спуска кабеля в скважину, достаточно использовать стандартный монтаж устьевого оборудования и набор утяжелителей;

в) интерпретация данных проводится в короткий срок, сразу после подъема прибора;

г) сокращается время выполнения замеров.

Для дистанционного контроля параметров закачки при заданных диаметрах штуцеров-регуляторов используется УЗПД с датчиком давления и температуры. Для преобразования текущих данных и хранения информации применяется мини регистратор (наземный блок регистрации и индикации).

В ближайшее время будут проводиться скважинные испытания данной компоновки ОРЗ. Компоновка носит условное название «Промежуточная интеллектуальная ОРЗ», так как для изменения режимов закачки по-прежнему необходимо выполнять канатные работы по смене штуцеров-регуляторов. Одновременно ООО «Лифт Ойл» проводит испытания СУР, который сигналом с поверхности дискретно изменяет диаметр от полного открытия до полного закрытия. При удачных стендовых испытаниях СУР с применением его в компоновке ОРЗ можно проводить скважинные испытания интеллектуальной ОРЗ. [18]

4.7 Опыт применения технологии ОРРНЭО установки ОРЗ ООО НТП «Нефтегазтехника»

Технология ОРРНЭО разработана НИИ «СибГеоТех», НИИ «Газлифт» совместно с ООО НТП «Нефтегазтехника» и масштабно внедряется в настоящее время. Большинство этих внедрений приходится на долю ООО НТП «Нефтегазтехника». В 2005 году технология ОРРНЭО рекомендована ЦКР «Роснедра» недропользователям для применения при разработке нефтяных, газонефтяных и газоконденсатных месторождений. Все схемы подземных компоновок и оборудования для реализации модулей технологии ОРРНЭО были разработаны специалистами ООО НТП «Нефтегазтехника». На установки и оборудование, используемые в рамках проектов внедрения технологии ОРРНЭО, получено более 20 патентов. [19]

ОРЗ – самый масштабный проект в рамках ОРРНЭО. Установки для ОРЗ уже внедрены более чем в 500 скважинах таких компаний, как «РН-Юганскнефтегаз», «РН-Пурнефтегаз», «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», «Газпромнефть-Хантос» и др.

С 2003 года конструкция компоновок для ОРЗ претерпела ряд изменений (рисунок 4.4). Так, первый вариант компоновки был собран из существующего стандартного оборудования, включая гидравлические пакеры. Несмотря на успешность реализации основных принципов технологии и компоновок ОРЗ (с раз дельным спуском/ подъемом/ опрессовкой пакеров), в процессе эксплуатации появилось очень много проблем, связанных с конструктивными недостатками имеющегося оборудования – канатные работы становились все сложнее и сопровождались высокой аварийностью.

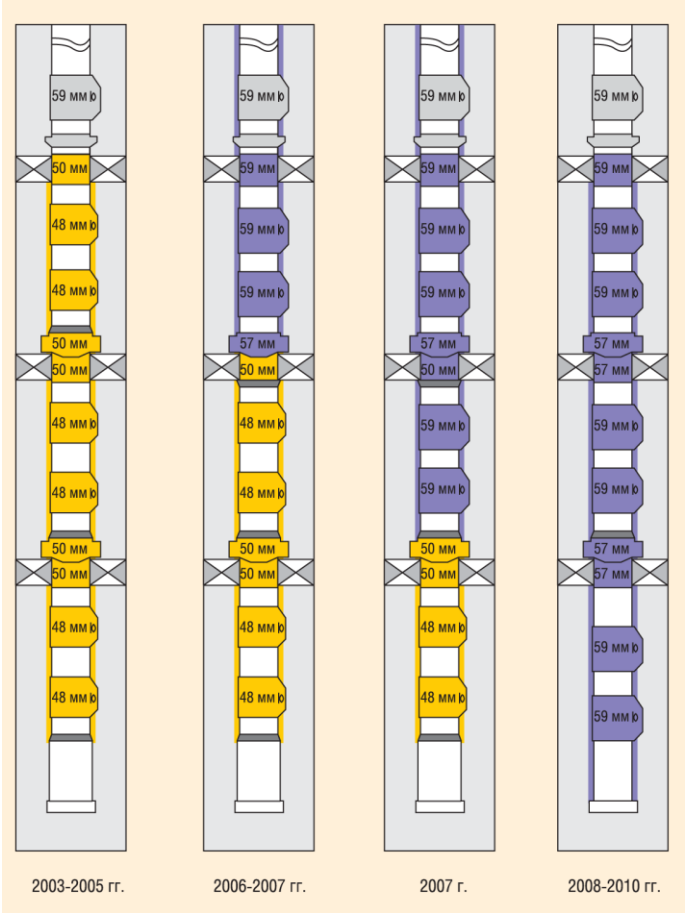

Рисунок 4.4 – Сравнительный анализ компоновок ОРЗ, внедряемых в период 2003–2011 годов

В связи с этим было принято решение идти по пути создания специализированного оборудования, рассчитанного на длительную эксплуатацию много пакерных компоновок ОРЗ. Первым шагом в этом направлении стал отказ от применения стандартных пакеров. В качестве верхнего пакера компоновки был разработан новый механический пакер с опорой на забой, позволяющий регулировать нагрузку на нижние пакеры. Применение унифицированного механического пакера позволило повысить надежность эксплуатации самой компоновки.

Следующим этапом стала разработка гидравлического пакера для эксплуатационной колонны диаметром 146 мм с проходным каналом 57 мм, нечувствительного к перепадам давлений, и унифицированной скважинной камеры (рисунок 4.5). Это позволило увеличить минимальный проходной канал компоновки с 48 до 57 мм, что обеспечило

беспрепятственный проход геофизических приборов, канатных инструментов (прежде всего расходомера) по всей длине компоновки и снизило вероятность канатных аварий.

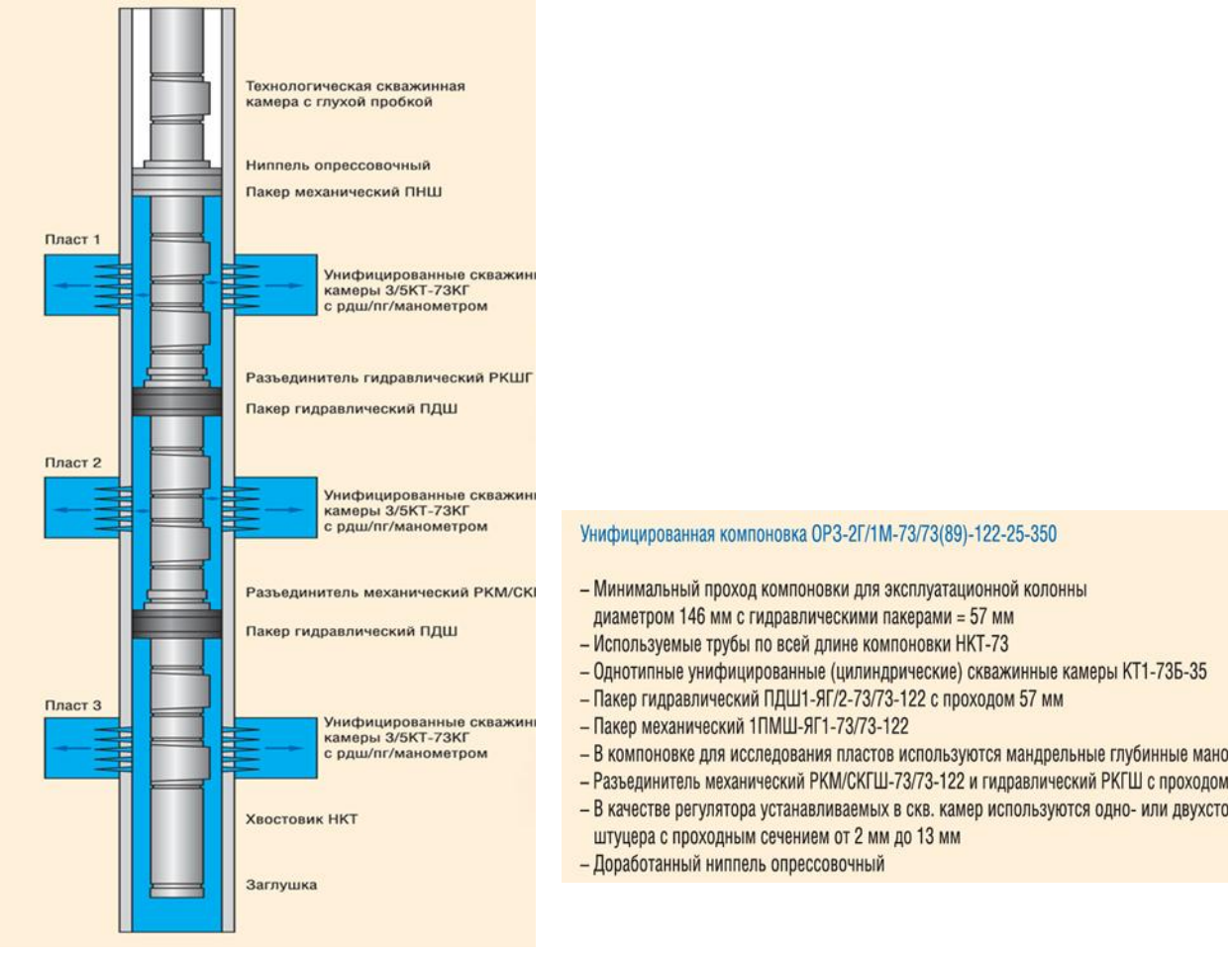

Рисунок 4.5 – Оборудование унифицированной компоновки ОРЗ

В компоновке ОРЗ исключено использование низкопрочных НКТ диаметром 60 мм и скважинных камер КТ1-60Б, что позволяет уменьшить вероятность смятия труб при осевых нагрузках на механический пакер, увеличить срок службы компоновки и соответственно межремонтный период работы скважины. В компоновке применяются только однотипные унифицированные скважинные камеры 3/5КТ1-73Г, что позволяет использовать только высокопрочные 73-мм НКТ, а также исключить путаницу при выборе и установке разнотипных глухих пробок и регуляторов.

Для обеспечения больших диапазонов закачек были разработаны двухсторонние регуляторы давления с эквивалентным диаметром 13,5 мм (традиционно использовались регуляторы с эквивалентным диаметром 10,5 мм). В 2009 году по требованию специалистов «РН-Юганскнефтегаза» для сверхбольших объемов закачек разработан клапан с проходным сечением 17 мм.

Секции компоновок для ОРЗ не имеют жестких соединений между собой, что позволяет их спускать в скважину и опрессовывать раздельно, также снижая аварийность при срыве пакеров компоновки.

Способ и установки для одновременно-раздельной закачки ООО НТП «Нефтегазтехника» (Патенты РФ №№ 2253009, 2305170, 2291949, 2313659, 2194152) имеют принципиальные отличия от традиционных отечественных и зарубежных технологий. Суть метода заключается в последовательно-секционном монтаже скважинной многопакерной установки, что, в свою очередь, повышает надежность посадки, и последующего извлечения из скважины каждого из пакеров в отдельности, что в целом повышает герметичность разобщения пластов между собой по затрубному пространству и снижает аварийность. Каждая секция устанавливается соответственно на отдельный эксплуатационный пласт (пропласток) и обеспечивает дифференциальное воздействие на каждый из них, дает возможность индивидуального исследования и оптимального подбора штуцерного оборудования для каждого из разобщаемых объектов. Количество возможных секций может варьироваться от 2 до 6. [20]

Особенности данной установки позволяют:

- создать необходимые нагрузки (до 10 тн) на уплотнительные манжеты каждого из пакеров компоновки – для надежности их посадки;
- вести опрессовку (снизу и сверху) каждого её пакера в отдельности при монтаже и закачке, причем как при повышенных пластовых давлениях (путем закачки воды в колонны НКТ агрегатом), так и при низких (с помощью автономных манометров);

- уменьшить аварийность при монтаже и демонтаже за счет раздельного спуска и подъема пакеров (секций);
- при негерметичности посадки каждого последующего пакера или какого-нибудь элемента секции компоновки не извлекать все ранее спущенные пакеры и узлы, а извлечь и заменить только негерметичный пакер (секцию).

Подобную функциональность обеспечивают разъединители колонны механического и гидравлического действия, устанавливаемые между секциями и нежестко соединяющие их друг с другом. В случае присыпания механическими примесями и пластовой грязью надпакерной зоны через разъединители можно организовывать промывку, а также проводить работы по кислотной обработке призабойных зон пластов, МУН и микрогидроразрыв пластов.

Идея дифференциального воздействия на каждый эксплуатационный объект воплощается с помощью регуляторов-штуцеров, устанавливаемых в соответствующие скважинные камеры, через которые и ведется закачка. Замена регуляторов – основных элементов регулирования расхода закачиваемой воды (так называемая регулировка) производится с использованием канатной техники. Для полной изоляции одного или нескольких из разобщенных пластов в соответствующие скважинные камеры устанавливают глухие пробки.

Многопакерная компоновка ОРЗ позволяет также проводить ряд гидродинамических и промысловых геофизических исследований в скважине. Гидродинамические исследования пласта производятся установкой глубинного автономного мандрельного манометра в соответствующую скважинную камеру, что позволяет измерить забойное и/или трубное давления, построить индикаторную диаграмму или кривую падения давления. Данная компоновка обеспечивает спуск геофизических приборов, в частности, расходомера для определения профиля приемистости пластов и наличия негерметичности в ней.

Данная технология с использованием традиционных гидравлических пакеров, в частности ПД-ЯГ (разработка ОКБ «Нефтемаш»), и разработанных М.З. Шарифовым (ООО НТП «Нефтегазтехника») разъединителей колонны механического и гидравлических действий впервые была внедрена под его руководством и применялась на месторождениях «Ванъеганнефть» в 2001-2002 гг., на месторождениях «Пурнефтегаз» в 2003 г., затем (в 2004-2005 гг.) она нашла применение на Приобском месторождении «Юганскнефтегаз».

Следует отметить, что в последующие годы технологию ОРЗ на месторождениях «Юганскнефтегаз» и «Пурнефтегаз» также начали внедрять ряд отечественных и зарубежных организаций на базе собственного и традиционного оборудования. Результат этих внедрений оказался неуспешным, и поэтому в 2007 г. «Нефтегазтехника» выступила в качестве генерального подрядчика для внедрения и сопровождения своей патентованной технологии и компоновок ОРЗ на месторождениях «РН-Юганскнефтегаз», в 2009 г. – на «РН-Пурнефтегаз».

Несмотря на успешность реализации основных принципов новой технологии и компоновок ОРЗ (с раздельным спуском/подъемом/опрессовкой пакеров) с использованием традиционного (пакеры, овальные скважинные камеры, регуляторы и пр.) и нового нетрадиционного (механический и гидравлический разъединители) оборудования, в процессе эксплуатации появилось очень много проблем, связанных с недостатками имеющегося оборудования, к которым, в частности, относятся: разгерметизация и низкая надежность традиционных гидравлических и механических пакеров и их гидравлических якорей при длительной эксплуатации; малый проход (50-52 мм) и двухдюймовая резьба (снизу) традиционных гидравлических пакеров и овальных скважинных камер 3(5)КТ-60Б для 146-миллиметровой э/к; малый проход (50 мм) и низкая надежность уплотнительных элементов разъединителей; негерметичность и возникновение непроходов, заклинивание габаритных

инструментов и геофизических приборов в компоновке, частые обрывы проволоки, в частности, в используемых в то время овальных скважинных камерах; низкое рабочее давление овальных скважинных камер 3КТ, 5КТ, КВММ – 210 атм; размытие и низкая надежность регуляторов давления, штуцеров и их уплотнительных манжет; низкое пропускное сечение регуляторов; заклинивание в стандартных ниппелях опрессовочного клапана AN-57,15; недостаточное качество и низкая надежность уплотнительных манжет узлов компоновки ОРЗ для проведения работ по кислотной обработке призабойной зоны пластов.

Исходя из всех вышеизложенных проблем и осложнений, возникающих в процессе эксплуатации компоновок ОРЗ, для полноценной реализации идеи новой технологии и компоновки ОРЗ «Нефтегазтехника» впервые разработало свое, защищаемое патентами РФ оборудование:

Гидравлический пакер ПДШ-ЯГ/2 (патент РФ № 2251614) – самый высокопроходной (57,15 мм) и легкоосвобождаемый из всех существующих гидравлических пакеров для 146-миллиметровой эксплуатационной колонны, в силу своих конструктивных особенностей позволяющий пакеру надежно установится в любых скважинах при постоянном посадочном избыточном трубном давлении 23МПа, независимо от величины статического уровня жидкости, а значит и от величины забойных и пластовых давлений многопластовой скважины, а также жестко фиксироваться в эксплуатационной колонне в течение длительной эксплуатации.

Механический пакер ПНШ-ЯГ (патент РФ № 2365739) с возможностью перераспределения избыточной осевой нагрузки, приходящейся на него; тем самым предотвращается передача части нагрузки на хвостовик компоновки и изгиб труб.

Цилиндрическая скважинная камера 3/5КТ (патенты РФ №№ 2357069, 2292439) с унифицированным карманом – для различных длин клапанов (регуляторов, глухих пробок, манометров и прочего),

изготовленная из 114-миллиметровой НКТ без сварных швов и рассчитанная на рабочее давление 350 атм (на прочность – 525 атм) благодаря её цилиндрический форме, в отличие от традиционных овальных скважинных камер 3КТ, 5КТ, КВММ, рассчитанных на 210 атм.

Двусторонний регулятор давления РДШ (патент РФ № 2256778), позволяющий обеспечить большой диапазон объема закачки, диаметр которого регулируется от 2 мм до 17 мм, в то время как традиционные односторонние регуляторы могут обеспечить максимальный диаметр штуцера 8 мм.

Разъединители механического РКМ/СКГШ и гидравлического РКГШ (патент РФ № 2203385) действий с высоконадежными РТИ и проходом 57 мм.

Высоконадежные уплотнительные манжеты для пакеров, разъединителей и клапанов, позволяющие проводить кислотные обработки призабойных зон пластов и работы по увеличению нефтеотдачи (МУН).

В данный момент в целях улучшения результатов гидродинамических исследований на скважинах, оснащенных компоновками ОРЗ, разработка ООО «НТП» Нефтегазтехника», идет разработка нового патентованного глубинного автономного мандрельного манометра с дублирующими датчиками давления и температуры, а также усовершенствование двухзонного манометра, который позволит производить (одновременно) качественные измерения как трубного, так и затрубного давлений и температуры.

Таким образом, исходя из всего предыдущего опыта внедрений и сопровождения компоновок ОРЗ, из замечаний и всё новых и новых требований заказчика была создана унифицированная компоновка ОРЗ-2Г/1М-122(140/145/ 150)-73(89)/73-350-25, в данный момент количество внедрений которой на месторождениях «РН-Юганскнефтегаз» и «РН-Пурнефтегаз» превышает 250.

Кроме того, следует отметить, что ООО НТП «Нефтегазтехника» разработало и запатентовало метод проверки герметичности пакеров, позволяющий определить герметичность их посадки после длительного времени эксплуатации, заколонных перетоков (через цементный мост) и наличия гидродинамической связи между пластами, что успешно практикуется на скважинах, оснащенных многопакерными компоновками ОРЗ.

В рамках программы новых технологий ООО НТП «Нефтегазтехника» изготовила двухтрубную компоновку (патенты РФ №№ 2328590, 2262586) ОРЗ-2Т-89(102)/48(60)-122-350 по двум пластам одной скважины с возможностью изменения и регулировки расхода по пластам с устья.

4.8 Технико-экономическая эффективность одновременно-раздельной закачки воды на Приобском месторождении

К настоящему времени опубликовано достаточное число работ, касающихся в большей степени технико-технологической стороны применения оборудования для одновременно-раздельной закачки воды. Практически отсутствуют публикации, посвященные оценке роли технологии ОРЗ в общих показателях разработки месторождения, а также изучению ее влияния на основные показатели (добычу жидкости, нефти, нефтеотдачу и др.) за длительный период времени [18].

В Западной Сибири оборудование для ОРЗ активно внедрялось с середины 60-х годов XX века на Усть-Балыкском, Правдинском, Западно-Сургутском, Советском и других месторождениях. Однако первый опыт в этом направлении оказался неуспешным из-за низкой надежности применявшегося оборудования. Интерес нефтяных компаний к ОРЗ возобновился с начала 2000-х годов.

Южная лицензионная территория Приобского месторождения является одним из наиболее представительных полигонов массового промышленного применения технологии ОРЗ для эффективного регулирования разработки многопластового объекта $АС_{10-12}$. Основанием для внедрения ОРЗ на этом месторождении стала невозможность рентабельного разбуривания отдельных пластов ($АС_{10}^{0-1}$, $АС_{10}^{1-3}$, $АС_{10}^{4}$, $АС_{12}^{1}$, $АС_{12}^{3-5}$ и др.) по самостоятельным сеткам скважин из-за низких входных дебитов и небольших удельных извлекаемых запасов нефти на одну пробуренную скважину. Поэтому по объекту $АС_{10-12}$ ЦКР была утверждена однорядная блоковая система с расстоянием между скважинами 500 м (плотность сетки скважин составляла 21,65 га/скв.) с массовым применением ОРЗ. С учетом того, что основные продуктивные пласты $АС_{10}$ и $АС_{12}$ различаются по проницаемости в среднем в 3 раза (соответственно $8{,}3 \cdot 10^{-3}$ и $2{,}8 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), по проводимости – в 3,4 раза (соответственно $104 \cdot 10^{-3}$ и $31 \cdot 10^{-3}$ мкм^2·м), было принято решение об оснащении многопластовых нагнетательных скважин компоновками ОРЗ для получения более равномерного вытеснения нефти по указанным пластам за счет регулирования приемистости по каждому пласту.

Пробные работы по внедрению ОРЗ были проведены на ЮЛТ в 2003-2004 гг. С середины 2005 г. начали применять многопакерные установки ОРЗ. Общее число скважин, оборудованных компоновками ОРЗ, на начало 2011 г. достигло 300, установленных пакеров – 619.

Таким образом, число нагнетательных скважин, оснащенных компоновками ОРЗ, на конец 2010 г. превысило 50 % общего нагнетательного фонда, а суммарный объем геологических запасов нефти, охваченных воздействием ОРЗ, в настоящее время превышает 325 млн. т. Максимальными объемами внедрения ОРЗ характеризуется основной Центральный участок объекта $АС_{10-12}$. Здесь компоновками ОРЗ оснащено более 70 % нагнетательных скважин, а в зоне с наибольшими нефтенасыщенными толщинами (более 25 м) – 90 %.

Обработка геолого-промысловых данных по 1905 новым скважинам, введенным в эксплуатацию за историю разработки, показала наличие нелинейной зависимости пускового дебита нефти $q_н$ от нефтенасыщенной толщины разреза $h_н$ объекта $АС_{10-12}$.

$$q_н = 6{,}069 h_н * e^{-0.48} \quad (4.1)$$

Средневзвешенный, за историю разработки, дебит нефти новых скважин на ЮЛТ равен 40,65 т/сут, средняя нефтенасыщенная толщина равна 17,6 м, средняя проницаемость $k_{ср}$ = 6,4·10^{-3}мкм^2, проводимость k·h =108·10^{-3}мкм^2·м. Средний удельный дебит нефти новых скважин составляет 2,31 т/(сут·м) и 0,379·10^{-3} т/(сут·мкм^2). В среднем за 2010 г. удельный дебит жидкости равнялся 2,18 т/(сут·м) и 0,357·10^{-3} т/(сут·мкм^2), удельная приемистость нагнетательных скважин – соответственно 7,34 м3/(сут·м) и 1,204·10^{-3} м3/(сут·мкм^2).

Установлено, что удельный пусковой дебит нефти при $h_н \leq 5$ м равен 6,3 т/(сут·м), при $h_н$ = 12,5 м равен 3,5 т/(сут·м), при $h_н$ = 27,5м равен 2,2 т/(сут·м), при $h_н$ = 47,5 м – 2 т/(сут·м). Аналогично изменяется удельная приемистость нагнетательных скважин объекта $АС_{10-12}$.

Таким образом, исходя из полученных данных разобщение пластов с помощью ОРЗ позволяет увеличить удельную приемистость 1 м разреза. Кроме того, разукрупнив пласты путем ОРЗ, можно повысить конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) объекта $АС_{10-12}$ от 0,27 до 0,306, т.е. на 13,3 %.

С использованием аналитической методики В.Д. Лысенко и трехмерной математической модели определена годовая дополнительная добыча нефти, полученная на ЮЛТ Приобского месторождения в 2007-2012 гг. за счет внедрения ОРЗ (таблица 4.2). Выполненные расчеты показали, что годовые приросты добычи нефти за счет внедрения ОРЗ воды за историю разработки ЮЛТ изменялись от 72 тыс. т в 2007 г. до 356 тыс. т в 2012 г., составляя в среднем 239,2 тыс. т/год. Суммарная

дополнительная добыча нефти за 6 лет составила 1435 тыс. т, или 3,8 % общей добычи нефти по ЮЛТ за этот период.

Таблица 4.2 – Дополнительная добыча нефти за счет внедрения ОРЗ

Показатели	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Годовая добыча нефти тыс. т: Всего: базовая (без ОРЗ) дополнительная (за счет ОРЗ)	 2697 2625 72	 4312 4161 151	 6281 6039 242	 7111 6816 295	 8179 7860 319	 9250 8894 356
Фонд добывающих скважин	208	361	546	681	910	1098
Число скважин, переведенных под ОРЗ	16	26	38	88	64	68
Фонд нагнетательных скважин в том числе с применением ОРЗ	43 16	90 42	153 80	302 168	437 232	573 300
Доля скважин с ОРЗ, %	37	47	52	56	53	52
Средняя приемистость, м3/с ут	331	251	216	173	142	130
Средний дебит, т/сут: Нефти жидкости	 58,1 69,9	 47,4 55,7	 41,2 50,1	 29,9 36,8	 29,6 40,4	 26,5 38,6
Обводненность продукции, %	16,8	15	17,9	22,4	26,7	31,2
Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин	4,8	4	3,6	2,3	2,1	1,9

Рассчитаем фактический экономический эффект, полученный за счет массовой реализации технологии ОРЗ воды на ЮЛТ Приобского месторождения в 2007-2012 гг.

Внедрение оборудования для ОРЗ на ЮЛТ – это своего рода комплексный многолетний инвестиционный проект. Поскольку экономическая оценка выполнена на основе фактической динамики технологических показателей, для соблюдения одного из основных принципов оценки эффективности инвестиционных проектов (учета фактора времени) было принято допущение по учету исторической динамики в качестве проектной.

Оценка экономического эффекта от внедрения ОРЗ выполнена в современных экономических условиях, т.е. все потенциальные денежные потоки, генерируемые с момента реализации ОРЗ, определены с позиций современных рыночных реалий.

В целом капитальные вложения предприятия в приобретение компоновок оборудования для ОРЗ за 2007-2012 гг. оцениваются в 374 млн. руб. На протяжении первых 4 лет они возрастали, в последующие годы динамика стабилизировалась (таблица 4.3). Приобретение оборудования для ОРЗ, а также повышение за счет ОРЗ добычи нефти и жидкости приводят к сопутствующим дополнительным расходам.

Таблица 4.3 – Капитальные вложения для оборудования ОРЗ

Показатели	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2001-2012
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	72	151	242	295	319	356	1435
Капитальные вложения + эксплуатационные затраты, млн. руб.							
Капитальные вложения в оборудование ОРЗ	15	29	42	97	88	101	375
Текущие расходы	11	26	48	84	116	149	434
Транспортные расходы	36	75	120	146	158	176	711
Налоги, млн. руб.							
НДС	77	161	258	315	341	380	1532
НДПИ	314	658	1055	1285	1390	1551	6253
Экспортная пошлина	285	598	958	1168	1263	1410	5682
На прибыль	57	119	190	224	238	262	1090
Доходы, млн. руб.							
Выручка от продажи нефти	977	2049	3284	4003	4329	4831	19473
Текущий доход предприятия	217	462	742	848	924	1021	4214
NPV (ставка 15 %)	217	402	561	558	528	528	2773

Расходы предприятия непосредственно на приобретение технологического оборудования для ОРЗ, обслуживание нагнетательных скважин, покрытие затрат на извлечение, подготовку и транспорт дополнительных объемов нефти оцениваются в 1,4 млрд. руб. На доходы предприятия приходится лишь 20 % совокупной выручки от реализации дополнительных объемов добычи нефти.

Важно отметить, что внедрение современных технологий ОРЗ полностью соответствует требованиям, предъявляемым государством к нефтедобывающим компаниям в части соблюдения ими принципов рационального недропользования. Дополнительная добыча нефти (всего около 1,435 млн. т) из низкопроницаемых коллекторов ЮЛТ за счет их

разобщения с помощью ОРЗ нашла прямое отражение в части пополнения бюджета страны. В условиях действующей налоговой системы и принятых цен нефти дополнительные доходы бюджета от использования ОРЗ оцениваются в 13,9 млрд. руб [21]. В целом на выплаты по налогам приходится около 90 % сопутствующих дополнительных затрат и 70 % валовой выручки ООО «Газпромнефть-Хантос».

Общепринятым интегральным показателем, отражающим экономическую эффективность применения новой технологии ОРЗ, является чистый дисконтированный доход (NPV). Динамика денежного потока подтверждает коммерческую целесообразность внедрения техники и технологии ОРЗ на Приобском месторождении. Накопленный за 2007–2012 гг. дисконтированный (по ставке 15 %) доход предприятия от полученной за счет ОРЗ дополнительной добычи нефти оценивается в 2,773 млрд. руб.

5 Технико-экономический анализ проектных решений

5.1 Общие положения

Экономическая оценка лицензионного участка Приобского месторождения осуществлялась на основе действующих РД 153-39-007-96, методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений №61 от 21.03.2007, методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования, а также согласно основным положениям Налогового Кодекса РФ по состоянию на 01.01.2011г.

Доходная часть проекта формируется за счет реализации добываемого углеводородного сырья: нефти, попутного газа. Цена нефти на внешнем рынке принята 75 долл./барр., на внутреннем рынке принята на уровне 9000 руб./т (с учетом НДС). Доля реализации нефти на внешнем рынке принята равной 30%. Цена попутного газа – 946 руб./тыс.м^3 (с НДС). Принятый в расчетах курс доллара составляет 30 рублей за 1 доллар США.

Все экономические расчеты были выполнены в условиях лицензионной формы соглашения, без учета инфляции, при норме дисконта 10 и 15%, по запасам категории C_1+C_2.

Оценка экономической эффективности проводилась для всех принятых технологических вариантов разработки в разрезе объектов разработки, лицензионных участков, а также по месторождению в целом. В работе рассмотрены следующие лицензионные участки:

-северный лицензионный участок (СЛТ), принадлежащий ОАО «НК «Роснефть»;

-южный лицензионный участок (ЮЛТ), принадлежащий ОАО «Газпромнефть»;

-Верхне-Шапшинское месторождение, принадлежащие ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР»

-Средне-Шапшинское месторождение, принадлежащие ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР»

5.2 Показатели экономической оценки

Для экономической оценки были использованы следующие основные показатели эффективности:

- чистый доход (ЧД, CF);
- чистый дисконтированный доход (НЧДД);
- индекс доходности инвестиций;
- срок окупаемости.

В систему оценочных показателей включаются:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные внебюджетные фонды РФ).

Одним из основных критериев экономической эффективности вариантов разработки является накопленный дисконтированный поток наличности. Такие показатели, как индекс доходности инвестиций, внутренняя норма доходности (IRR) и срок окупаемости играют важную роль при оценке проектов по вновь вводимым объектам, требующим больших инвестиций, при оценке разрабатываемых месторождений им отводится второстепенная роль.

Все интегральные показатели экономической эффективности (индекс доходности затрат, IRR, срок окупаемости) рассчитаны по разнице потоков между соответствующим вариантом и нулевым (базовым). При принятии решения о рекомендации варианта учитывались комплексная оценка экономических и технологических показателей.

5.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Капитальные вложения определялись в соответствии с технологическими показателями по отдельным направлениям, включающим в себя расходы на эксплуатационное бурение новых скважин, обустройство месторождения и расширение мощности вводимых объектов, а также оборудование для нефтедобычи.

Нормативы капитальных вложений в бурение скважин определены исходя из стоимости строительства скважины, предоставленной Заказчиком и количества вводимых из бурения скважин.

Капитальные вложения на строительство объектов промыслового обустройства месторождения включают затраты на:

- оборудование для сбора и транспорта продукции;
- систему ППД; комплексную автоматизацию;
- электроснабжение и связь;
- строительство внутрипромысловых дорог;
- обустройство кустов;
- прочие расходы;
- природоохранные мероприятия.

Оценка эксплуатационных расходов выполнена в соответствии с текущими удельными затратами, с учетом проектируемых показателей по добыче нефти и жидкости, среднедействующего фонда скважин и закачки воды согласно таблице 35 методических рекомендаций №61.

Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа включают расходы:

- на обслуживание скважин;
- энергетические затраты;
- на искусственное воздействие на пласт;
- технологическую подготовку нефти;

- сбор и транспорт нефти и газа;
- транспортные расходы, связанные с экспортом нефти;
- ГТМ;
- амортизацию основных средств;
- налоги, включаемые в себестоимость.

Величина амортизационных отчислений рассчитана линейным методом на основе планируемых объемов капитальных вложений, среднегодовой стоимости основных фондов по годам разработки месторождения и в соответствии с действующими нормами амортизационных отчислений, принятыми законодательством.

В таблице 5.1 приведены исходные показатели по ценам реализации и налоговым составляющим, принятые для всех лицензионных участков.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Показатель	**Единица измерения**	**Значение**
Цена реализации:		
нефти на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	9000,0
нефти на внешнем рынке	долл./барр.	75,0
природного газа (с НДС)	руб./тыс.м^3	946,0
Экспортная пошлина	руб./т	7993,5
Курс доллара	руб./долл.	30,0
Доля нефти на экспорт	%	30,0
Налоги и платежи:		
НДС	%	18,0
налог на прибыль	%	20,0
налог на добычу нефти на 2011г.	руб./т	2889,7
на 2012г.	руб./т	3075,9
с 2013г.	руб./т	3241,4
налог на имущество	%	2,2
прямые страховые взносы в ПФ, ФСС, ФОМС	%	34,0
страховые взносы от несчастных случаев	%	0,5

Северный лицензионный участок (СЛТ), принадлежащий ОАО «НК «Роснефть»

В качестве исходных данных для расчета удельных капитальных и текущих затрат были приняты основные технико-экономические показатели по ООО «РН-Юганскнефетегаз» с учетом условий эксплуатации Приобского месторождения, а также фактические показатели за 2010 год.

К капитальным вложениям отнесены затраты, необходимые для создания новых и реконструкции существующих фондов. Оценка капитальных вложений проводилась по вариантам разработки отдельных эксплуатационных объектов только в разрезе ЗБС и затрат на строительство скважин. Затраты на нефтепромысловое обустройство определены исходя из фактических потребностей и учтены только при расчете лицензионного участка в целом.

Прочие расходы определены в размере 10% от общих расходов на промысловое обустройство. Расходы на природоохранные мероприятия рассчитаны в размере 10% от общей суммы затрат капитального характера.

В таблице 5.2 приведены исходные данные, используемые при расчете проекта.

Таблица 5.2 – Исходные данные, принятые для расчета СЛТ

Показатель	**Единица измерения**	**Значение**
1	**2**	**3**
Транспортные расходы, связанные с экспортом	долл./т	50,0
Капитальные вложения:		
Стоимость строительства скважины:		
добывающей наклонно-направленной	млн. руб./скв.	46,5
добывающей горизонтальной	млн. руб./скв.	224,2
ЗБС	млн. руб./скв.	46,3
Отсыпка кустовой площадки	млн. руб./куст	157,3
Обустройство куста и скважин	млн. руб./скв.	5,2
Оборудование для добывающих скважин	млн. руб./скв.	2,5
Строительство ВЛ-6кВ	млн. руб./км	10,6
Строительство нефтесетей	млн. руб./км	17,6
Строительство газопроводов	млн. руб./км	27,1
Строительство дорог грунтовых	млн. руб./км	51,5
Промысловое обустройство:		

Продолжение таблицы 5.2

прочие	%	10,0
природоохранные мероприятия	%	10,0
Эксплуатационные затраты:		
заработная плата основная и дополнительная	тыс.руб./скв.	87,2
содержание и эксплуатация оборудования	тыс. руб./скв.	3281,9
капитальный ремонт нефтяных скважин	тыс. руб./скв.	1293,8
цеховые расходы	тыс. руб./скв.	474,7
общепроизводственные расходы	тыс. руб./скв.	425,6
энергия по извлечению нефти	руб./т	42,6
искусственное воздействие на пласт	руб./т	16,7
	тыс. руб./нагн.скв.	680,5
сбор и транспорт нефти	руб./т	9,2
	тыс. руб./скв.	361,5
подготовка нефти	руб./т	7,7
	тыс. руб./скв.	299,3
прочие производственные расходы	тыс. руб./скв.	7,3
сбор и транспорт попутного газа	руб./тыс. $м^3$	171,1
Затраты на ГТМ		
ПВЛГ	тыс. руб./скв.	1426,7
ГРП	тыс. руб./скв.	4910,3
ликвидация скважин и инфраструктуры	тыс. руб./скв.	4000,0
Дополнительные данные:		
норма амортизации скважин	%	**10,0**

В составе эксплуатационных затрат учтены текущие затраты на добычу, налоговые составляющие, затраты на проведение ГТМ, амортизационные отчисления. Плата за землю учтена в калькуляции в виде арендных платежей.

Южный лицензионный участок (ЮЛТ), принадлежащий ОАО «Газпромнефть».

Капитальные вложения по каждому варианту включают в себя расходы на эксплуатационное бурение новых скважин, обустройство месторождения и расширение мощности вводимых объектов, а также оборудование для нефтедобычи.

Капитальные вложения на строительство объектов промыслового обустройства месторождения были приняты на основе сложившихся затрат

за 2010 год на обустройство месторождений в данном регионе, согласованы с недропользователем.

Прочие расходы определены в размере 10% от общих расходов на промысловое обустройство. Расходы на природоохранные мероприятия рассчитываются в размере 10% от суммы капитальных вложений, включающих сумму затрат на бурение скважин и обустройство месторождения.

Исходные данные для расчета экономической эффективности приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Исходные данные, принятые для расчета ЮЛТ

№ п/п	Показатели	Ед.измерения	Значение
1	**ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ**		
	платежи за экологию	тыс.руб./скв.	0,70
	плата за землю	руб./га	600,0
	транспортные расходы на экспорт	долл./т	51,4
2	**КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ**		
	Стоимость бурения скважин:		
	добывающая скважина		
	наклонно-направленная	руб./м	13 961,0
	горизонтальная	тыс.руб./скв.	86 643,0
	водозаборная	тыс.руб./скв.	19 760,0
	Оборудование, не входящее в сметы строек		
	оборудование для нефтедобычи	тыс.руб./скв.	2 860,0
	оборудование прочих организаций	%	10,0%
	Промысловое обустройство		
	сбор и транспорт продукции	тыс.руб./скв.	6 924,0
	подготовка нефти и газа	тыс.руб./скв.	1 049,0
	ППД	тыс.руб./нагн.скв.	5 495,0
	электроснабжение	тыс.руб./скв.	1 824,0
	автоматизация и связь	тыс.руб./скв.	1 186,0
	мат-техн и ремонтное обеспечение	тыс.руб./скв.	2 624,0
	промысловые автодороги	тыс.руб./скв.	2 982,0
	отсыпка кустов	тыс.руб./скв.	4 878,0
	прочие	%	10,0%
	природоохранные мероприятия	%	10,0%
3	**ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ**		
	обслуживание нефтяных скважин (с общепромысловыми затратами)	тыс.руб./скв.-год	3 360,8
	расходы на оплату труда	тыс.руб./скв.-год	361,3
	обслуживание нагнетательных скважин	руб./тыс.куб.м	810,2
	закачка воды	руб./тыс.куб.м	29,5
	эл.энергия для извлечения нефти	руб./т.жидк.	33,8
	сбор и транспорт нефти	руб./т жидкости	5,2
	сбор и транспорт газа	руб./тыс.куб.м газа	187,2
	технологическая подготовка нефти	руб./т нефти	14,8

Продолжение таблицы 5.3

	стоимость кап.ремонта доб.скв.	тыс.руб./скв.	1 484,0
	стоимость кап.ремонта нагн.скв.	тыс.руб./год	1 484,0
	перевод с других объектов	тыс.руб./скв.-опер.	3 720,0
	бурение БГС	тыс.руб./скв.-опер.	34 264,0
	ГРП	тыс.руб./скв.-опер.	7 978,0
	ОПЗ физико-химические	тыс.руб./скв.-опер.	438,0
	РИР	тыс.руб./скв.-опер.	3 824,0
	перевод скв. под нагнетание	тыс.руб./скв.-опер.	1 164,0
	потокоотклоняющие технологии	тыс.руб./скв.-опер.	358,0
	оптимизация работы ГНО	тыс.руб./скв.-опер.	340,0
4	**ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ**		
	Норма амортизационных отчислений		
	на реновацию скважин	%	10,0
	на реновацию объектов обустройства	%	14,3

Ликвидационные затраты определялись в процентах от стоимости основных фондов и начислены за счет чистого дохода недропользователя.

Верхне-Шапшинское и Средне-Шапшинское месторождение, принадлежащее ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР»

Укрупненные нормативы капитальных вложений (таблица 8.4) на весь расчетный период приняты на основе сложившейся средней стоимости основных объектов строительства и обустройства месторождений в ОАО НАК «Аки-Отыр» по состоянию на 2011 г.

Объем капитальных вложений в разработку Верхне-Шапшинского и Средне-Шапшинского месторождений учитывает стоимость бурения новых скважин (строительства скважин с оборудованием, монтажом, демонтажом, без учета обустройства), оборудования для добычи нефти, не входящего в сметы строек, стоимость обустройства кустов скважин, стоимость отсыпки и инженерной подготовки кустов, а также стоимость оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ).

В связи с разбуриванием неохваченных зон в период с 2011 г. по 2023 гг. на месторождениях планируется строительство нефтесборных коллекторов, межкустовых автодорог и высоковольтных линий (ВЛ) из расчета – 100 м на каждую вновь вводимую добывающую скважину, строительство ВЛ 35 кВ, протяженностью 53 км в 2012 году и строительство двух дожимных насосных станций (ДНС) в 2011 и 2012 гг.

С целью организации системы ППД на месторождениях запланировано бурение водозаборных скважин, строительство 81 км водоводов в 2013г. и строительство двух блочных кустовых насосных станций (БКНС) в 2012 и 2013 гг.

В соответствии с программой утилизации попутного нефтяного газа запланировано строительство 53 км газопровода до ГПС Нижне-Шапшинского месторождения.

Величина капитальных затрат по объектам экологической защиты горного отвода установлена на уровне 10 % от общей суммы капитальных вложений.

Основные нормативы эксплуатационных затрат (таблица 5.4) приняты на основе фактической калькуляции себестоимости добычи нефти и газа за 2010 г., предоставленной недропользователем.

Таблица 5.4 – Исходные данные, принятые для расчета Верхне-Шапшинского и Средне-Шапшинского месторождений

№ п/п	Показатели	Значения
2.	**Налоги и платежи:**	
	ресурсные платежи (в себестоимости), тыс. руб.	4464
	транспортные расходы - внешний рынок, долл./т	25,0
3.	**Капитальные вложения:**	
3.1	**Эксплуатационное бурение скважин:**	
	бурение наклонно-направленной скважины, тыс. руб./м (объект $АС_9$ - $АС_{12}$), млн. руб.	43,090
	бурение наклонно-направленной скважины, тыс. руб./м (объект $АЧ_{1-4}$), млн. руб.	47,706
	бурение наклонно-направленной скважины, тыс. руб./м (объект $ЮС_0$), млн. руб.	49,245
	бурение наклонно-направленной скважины, тыс. руб./м (объект $АС_{12}$), млн. руб.	40,781
	бурение водозаборной скважины (с оборудованием и обустройством), млн. руб.	23,853
	оборудование для нефтедобычи, млн. руб./нов. скв.	1,857
	оборудование для закачки, млн. руб./нов. скв.	1,857
3.2	**Промысловое обустройство:**	
	сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв.доб.	1,021
	комплексная автоматизация, млн. руб./скв.доб.	0,319
	электроснабжение и связь, млн. руб./скв.доб.	0,076
	базы производственного обслуживания, млн. руб./скв.доб.	0,185
	заводнение нефтяных пластов, млн. руб./скв. нагн.	1,600
	нефтесборный коллектор, млн. руб./км	3,900
	водовод 89х6, млн. руб./км	4,100
	ЛЭП (ВЛ-6 кВ), млн. руб./км	1,400
	ЛЭП (ВЛ-35 кВ), млн. руб./км	3,220
	автодорожное строительство , млн. руб./км	1,900

Продолжение таблицы 5.4

	блочная кустовая насосная станция (БКНС), млн. руб./шт	127,119
	дожимная насосная станция (ДНС), млн. руб./шт	473,729
	отсыпка и инженерная подготовка кустов, млн. руб./куст	57,832
	газопровод, млн. руб./км	10,2
	оборудование для ОРЭ, млн. руб./шт	3,058
	оборудование для ОРЗ, млн. руб./шт	1,711
	природоохранные мероприятия	10%
4.	**Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):**	
	расходы на энергию по извлечению нефти, руб./т жид	164,8
	расходы по искуственному воздействию на пласт, руб./м3	67,0
	расходы по сбору и транспортировке нефти , руб./т жид	86,9
	расходы по технологической подготовке нефти , руб./т. нефти	10,5
	расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, млн. руб./скв.доб.	2,674
	общепроизводственные расходы (переменные), млн.руб./скв.	0,962
	общепроизводственные расходы (постоянные), млн. руб./год.	46,169
	общехозяйственные расходы (переменные), млн.руб./скв.	1,607
	общехозяйственные расходы (постоянные), млн. руб./год.	77,134
	основная заработная плата ППП (без страховых взносов во внебюджетные фонды), млн. руб./скв.-год	0,152
	стоимость ГТМ:,	0,000
	перевод под нагнетание, млн. руб./скв	0,810
	ОПЗ, млн. руб./опер	1,021
	РИР, млн. руб./опер	1,562
	ВПП, млн. руб./опер	1,816
	ликвидация скважин, млн. руб./скв.	1,032
	природоохранные мероприятия	3%
5.	**Дополнительные данные:**	
	норма амортизационных отчислений на полное восстановление: - скважин	14,3%
	- прочих основных фондов (оборудование для нефтедобычи, промысловое обустройство, объекты экологической защиты горного отвода и т.д.)	12,5%
	фонд оплаты труда на одного работника (без учета страховых взносов), тыс. руб./чел.-год	546,6
	удельная численность работников, чел./скв.доб	0,28

С 2013 года запланировано значительное снижение расходов на энергию по извлечению нефти в связи с тем, что с 2013 года обеспечение электроэнергии будет происходить с ГПС Нижне-Шапшинского месторождения (ООО «Монолит») по ВЛ 35кВ.

При оценке эксплуатационных расходов по месторождению были учтены затраты на мероприятия по переводу добывающих скважин под нагнетание, проведению гидроразрывов пласта (ГРП), обработок призабойных зон (ОПЗ), ремонтно-изоляционных работ (РИР) и мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП).

Стоимость проведения базовых ремонтов скважин и наземного оборудования, позволяющих поддерживать текущую разработку

месторождения на существующих мощностях, включена в состав расходов на обслуживание скважин.

Затраты на природоохранные мероприятия приняты равными 3 % от величины текущих затрат.

Затраты на фактическую ликвидацию скважин входят в состав внереализационных расходов.

Для учета расходов на ликвидацию скважин и промысловых объектов, не ликвидированных в течение проектного периода разработки месторождения, создается ликвидационный фонд. Размер ежегодных отчислений в ликвидационный фонд определяется пропорционально добыче нефти по формуле:

$$Л_t = Ф_Л \times Q_t / \sum_{t=1}^{T} Q_t \,, \qquad (5.1)$$

где:

$Ф_Л$ – предполагаемый размер ликвидационного фонда, млн.руб.;

Q_t - объем добычи нефти в году t, тонны;

T – срок разработки, годы.

Предполагаемый размер ликвидационного фонда определяется исходя из стоимости ликвидации скважин и фонда скважин, подлежащего ликвидации после окончания разработки месторождения с учетом затрат на рекультивацию земель и ликвидацию промысловых объектов (20% от затрат на ликвидацию скважин).

Поскольку в настоящее время не разработана нормативная база по учету ликвидационных затрат, в проекте предусматривается формирование этих отчислений за счет собственных источников недропользователя.

5.4 Налоговая система

Величина налоговых отчислений и платежей, а также платежей в бюджетные и во внебюджетные фонды определялась в соответствии с действующим на момент расчета Налоговым Кодексом РФ.

Тариф страховых взносов составляет 30%, а также учтена дифференциация налоговых ставок при исчислении страховых взносов от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний при добыче нефти 0,5%.

Источниками финансирования капитальных вложений являются собственные средства предприятия и амортизационные отчисления.

5.5.1. Технико-экономические показатели вариантов разработки СЛТ

В экономическую оценку включено четыре варианта разработки СЛТ Приобского месторождения в целом, с учетом разработки второстепенных объектов.

Объект $АС_{10-12}$

Данный объект разработки является основным. Рассмотрено 5 вариантов разработки.

Вариант 0 предполагает сохранение текущего состояния разработки.

Вариант 1 предусматривает бурение скважин (наклонно-направленных добывающих и нагнетательных и горизонтальных) с реализацией 9-титочечной системы разработки с плотностью сетки скважин 25 га/скв. по всей площади объекта.

Вариант 2 в отличие от варианта 1 предполагает разбуривание Горшковской площади сеткой скважин плотностью 16 га/скв. с увеличением количества буримых скважин.

Вариант 3 в дополнение ко второму предусматривает дополнительное проведение большого количества ГТМ - ПВЛГ, ГРП.

Вариант 4 (дополнительный к варианту 2) предполагает разработку объекта рядно-треугольной системой с плотностью сетки 21,5 га/скв.

По всем вариантам НЧДД за проектный срок положителен. Наибольшее значение достигается при реализации третьего варианта (426,6 млрд.руб. при норме дисконта 10%).

Второстепенные объекты

По объектам $АС_7$, $АС_9$ рассмотрено по одному варианту разработки, предусматривающие сохранение 9-титочечной системы основного объекта с плотностью сетки 25 га/скв. Ввод данных объектов планируется в 2024 году. По данным объектам НЧДД отрицателен.

Сопоставление основных технико-экономических показателей по вариантам разработки объектов приведено в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Основные технико-экономические показатели по объектам СЛТ

Показатели	$АС_{10-12}$					$АС_7$	$АС_9$
	Вар.0	Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.4	Вар.1	Вар.1
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Система разработки							
Режим разработки	водонапорный						
Вид воздействия	закачка воды						
Плотность сетки скважин, га/скв.	25	25	25/16	25/16	21,5	25	25
Проектный уровень:							
добычи нефти, млн.т	24,87	26,66	26,66	27,62	26,53	0,30	0,49
добычи газа, млрд.м^3	1,72	1,84	1,84	1,91	1,83	0,02	0,02
добычи жидкости, млн.т	71,58	87,97	92,88	116,65	84,51	0,33	0,52
закачки воды, млн.м^3	99,00	129,63	137,12	170,40	124,33	0,24	0,46
Проектный срок разработки, годы	2097 (87)	2115 (105)	2113 (103)	2113 (103)	2108 (98)	2096 (73)	2111 (88)
Накопленная добыча нефти:							
за проектный период, млн.т	239,92	631,06	660,37	985,31	650,85	5,34	6,32
с начала разработки, млн.т	474,99	866,13	895,43	1 220,38	885,92	5,34	6,32
КИН на конец проектного периода, доли ед.	0,133	0,243	0,251	0,342	0,248	0,242	0,259
Фонд скважин за весь срок разработки, шт.	2695	8669	8997	8997	9572	363	266
в том числе: добывающих	1934	6368	6607	6607	5374	273	197
нагнетательных	761	2301	2390	2390	4198	90	69
Средняя обводненность на конец проектного периода, %	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,86	0,98
Фонд скважин для бурения, шт.	0	5946	6274	6274	6877	363	266
в том числе: добывающих	0	4350	4589	4589	3384	273	197
добывающих (ГС)	0	4	4	4	4	0	0
нагнетательных	52	1592	1681	1681	3489	90	69

Продолжение таблицы 5.5

2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки							
Норма дисконта 10 %							

НЧДД, млрд.руб.							
рентабельный срок	256,9	292,1	295,7	429,2	295,2	-	-
проектный срок	252,6	314,0	317,6	426,6	289,5	-14,8	-6,7
Внутренняя норма рентабельности, %	-	90,54%	68,38%	146,57%	30,51%	-	-
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	1,43	1,43	1,94	1,23	-	-
Период окупаемости, лет	-	3,4	4,4	2,5	7,0	-	-
Диск. доход государства, млрд. руб.							
рентабельный срок	734,1	1 340,2	1 386,6	1 793,7	1 335,2	-	-
проектный срок	755,1	1 435,6	1 484,7	1 808,2	1 366,4	14,8	19,2
Норма дисконта 15 %							
НЧДД, млрд.руб.							
рентабельный срок	231,7	255,8	255,8	338,8	250,9	-	-
проектный срок	230,7	277,1	277,8	338,5	250,0	-12,3	-5,9
Внутренняя норма рентабельности, %	-	90,54%	68,38%	146,57%	30,51%	-	-
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	1,40	1,38	1,74	1,15	-	-
Период окупаемости, лет	-	3,50	4,53	2,52	7,62	-	-
Диск. доход государства, млрд. руб.							
рентабельный срок	630,8	1 078,1	1 108,8	1 334,8	1 044,3	-	-
проектный срок	637,1	1 111,1	1 142,8	1 336,9	1 051,1	11,6	15,7
Капитальные затраты, млрд. руб.							
рентабельный срок	2,1	355,0	373,5	360,6	295,3	-	-
проектный срок	2,1	260,3	274,7	387,6	295,3	15,9	11,6
в т.ч. на бурение скважин, млрд.руб.	2,1	245,2	258,7	361,9	283,6	15,0	11,0
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационные затраты, млрд. руб.							
рентабельный срок	1 019,6	2 285,8	2 389,3	4 684,9	2 846,3	-	-
проектный срок	1 812,5	5 646,7	5 902,6	7 412,7	5 445,5	75,2	67,7
Доход государства, млрд. руб.							
рентабельный срок	1 173,0	2 487,2	2 607,6	5 115,0	2 953,8	-	-
проектный срок	1 645,6	4 285,0	4 484,9	6 738,0	4 428,2	36,7	43,0
Рентабельный срок	2031	2029	2029	2048	2038	-	-
Проектный срок	2097	2103	2103	2103	2103	2096	2111

Лицензионный участок СЛТ в целом

При рассмотрении вариантов по месторождению в целом учтены затраты на поверхностное обустройство.

Вариант 0 предусматривает сохранение текущего состояния разработки. Мероприятия направлены на восстановление и оптимизацию, расширение системы разработки не предусмотрено. Капитальные вложения необходимы только для реализации газовой программы и реконструкции объектов поверхностного обустройства для поддержания базовой добычи нефти. Нулевой вариант соответствует нулевому варианту по объекту $АС_{10-12}$.

Вариант 1 предполагает разбуривание лицензионного участка 6575 скважинами (добывающими и нагнетательными, а также 4 горизонтальными) по 9-титочечной системе с плотностью сетки скважин 25 га/скв. Вариант сформирован суммированием первых вариантов по второстепенным объектам и первого вариант по объекту $АС_{10-12}$.

Вариант 2 предусматривает разработку месторождения 6903 скважинами с реализацией 9-титочечной системы с различной плотностью сетки скважин (для Горшковской площади – 16 га/скв. и для всех остальных объектов – 25 га/скв.). Программа ГТМ включает в себя бурение 2349 боковых стволов, 11 переводов на вышележащие пласты и значительное проведение повторных ГРП на действующем фонде скважин. Вариант сформирован суммированием первых вариантов по второстепенным объектам и третьего варианта по объекту $АС_{10-12}$.

Вариант 3 в дополнение ко второму варианту предполагает проведение МУН (ОПЗ и потокоотклоняющих технологий на действующем фонде скважин).

Вариант 3а в дополнение к варианту 3 предполагает меньшее количество бурения за счет разработки второстепенных объектов переходящим фондом скважин.

Сопоставление основных технико-экономических показателей по вариантам разработки Северного лицензионного участка приведено в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Основные технико-экономические показатели по СЛТ в целом

Показатели	Вар.0	Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.3а (рек.)

1	2	3	4	5	6
1. Система разработки					
Режим разработки	водонапорный				
Вид воздействия	закачка воды				
Плотность сетки скважин, га/скв.	25	25	25/16	25/16	25/16
Проектный уровень:					
добычи нефти, млн.т	24,87	26,66	27,62	27,79	27,79
добычи газа, млрд.м^3	1,72	1,84	1,91	1,92	1,92
добычи жидкости, млн.т	71,58	88,10	117,35	120,08	120,08
закачки воды, млн.м^3	99,00	129,63	171,03	174,73	174,73
Проектный срок разработки, годы	2097 (87)	2115 (105)	2113 (103)	2113 (103)	2113 (103)
Накопленная добыча нефти:					
за проектный период, млн.т	239,92	642,71	996,69	1 033,01	1 033,01
с начала разработки, млн.т	474,99	877,78	1 232,03	1 268,07	1 268,07
КИН на конец проектного периода, доли ед.	0,131	0,243	0,341	0,351	0,351
Фонд скважин за весь срок разработки, шт.	2695	9298	9626	9626	9061
в том числе: добывающих	1934	6838	7077	7077	6652
нагнетательных	761	2460	2549	2549	2409
Средняя обводненность на конец проектного периода, %	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Фонд скважин для бурения, шт.	0	6575	6903	6903	6338
в том числе: добывающих	0	4820	5059	5059	4634
добывающих (ГС)	0	4	4	4	4
нагнетательных	52	1751	1840	1840	1700
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки					
Норма дисконта 10 %					
НЧДД, млрд.руб.					
рентабельный срок	238,0	145,6	244,9	254,7	259,3
проектный срок	233,5	131,4	242,3	252,6	257,5
Внутренняя норма рентабельности, %	-	-	10,9	11,8	12,0
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	-	1,03	1,05	1,07
Период окупаемости, лет	-	-	24,5	21,3	20,4
Диск. доход государства, млрд. руб.					
рентабельный срок	732,3	1 370,6	1 783,3	1 812,4	1 815,3
проектный срок	753,3	1 433,2	1 799,7	1 827,4	1 828,5
Норма дисконта 15 %					
НЧДД, млрд.руб.					
рентабельный срок	213,8	128,2	183,9	190,3	190,0
проектный срок	212,8	125,2	183,6	190,1	189,8
Внутренняя норма рентабельности, %	-	-	-	-	-
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	-	-	-	-
Период окупаемости, лет	-	-	-	-	-
Диск. доход государства, млрд. руб.					
рентабельный срок	629,3	1 087,5	1 325,8	1 343,6	1 344,2
проектный срок	635,6	1 105,5	1 328,2	1 345,8	1 346,0
Капитальные затраты, млрд. руб.					
рентабельный срок	24,1	581,7	698,0	699,1	675,0
проектный срок	24,1	582,0	729,9	729,9	704,6
в т.ч. на бурение скважин, млрд.руб.	2,4	306,7	430,8	430,8	404,5
Эксплуатационные затраты, млрд. руб.					
рентабельный срок	1 042,9	2 876,9	5 019,9	5 181,7	5 203,4

проектный срок	1 844,9	6 110,3	7 768,7	7 899,0	7 812,6
Доход государства, млрд. руб.					
рентабельный срок	1 169,8	2 719,0	5 061,0	5 248,0	5 328,9
проектный срок	1 642,5	4 344,3	6 642,0	6 642,0	6 841,6
Рентабельный срок	2031	2032	2047	2049	2049
Проектный срок	2097	2103	2103	2103	2103

График накопленных денежных потоков по вариантам представлен на рисунке 5.1.

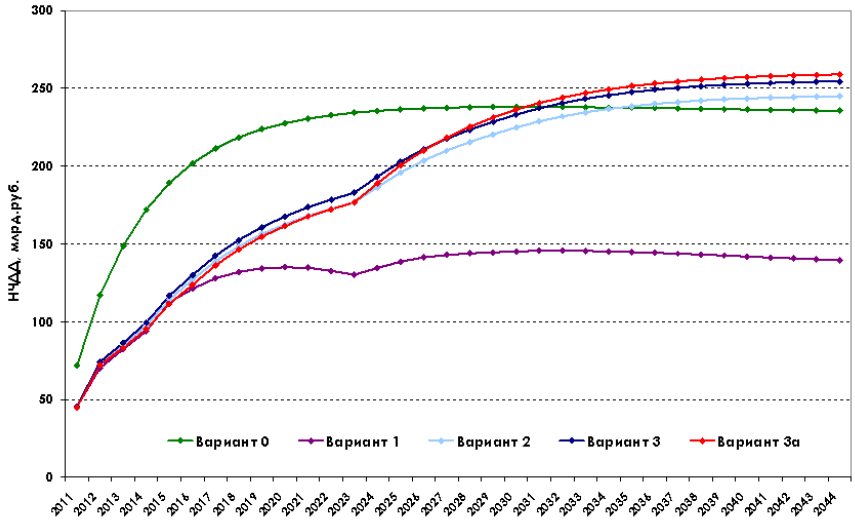

Рисунок 5.1 – Динамика дисконтированных денежных потоков (норма дисконта 10%)

5.6 Технико-экономический анализ вариантов разработки СЛТ в макроэкономических параметрах, принятых в ОАО «НК «Роснефть»

Дополнительно проведена оценка экономической эффективности для всех принятых технологических вариантов разработки Северного лицензионного участка в целом с учетом инфляции и динамики ожидаемых цен (2012-14гг. - по прогнозам МЭР, далее по прогнозам ОАО "НК" Роснефть"). Макроэкономические условия реализации проекта представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Макроэкономические условия

Год	Курс доллара, руб./долл.	Цена Urals, долл./барр.	Эксп. пошлина, руб./т	Ставка НДПИ, руб./т	Чистая цена реализации нефти с НДПИ, руб./т	Цена газа, руб./тыс. м.3	k инфлирования
2012	29,7	93,0	9 728,0	3 964,7	8 605,7	955,0	1,000
2013	29,6	95,0	9 945,6	4 266,7	8 628,5	1 098,3	1,087
2014	29,5	97,0	10 160,8	4 354,5	8 652,8	1 263,0	1,160
2015	30,3	99,0	10 715,2	4 588,5	9 015,2	1 329,2	1,233
2016	31,0	101,1	11 250,5	4 811,7	9 351,1	1 398,8	1,305
2017	31,6	103,2	11 757,9	5 023,9	9 661,7	1 462,2	1,372
2018	32,1	105,3	12 238,1	5 223,8	9 941,8	1 522,8	1,439
2019	32,6	107,3	12 692,9	5 416,3	10 237,2	1 585,8	1,496
2020	33,0	109,3	13 148,0	5 605,5	10 518,4	1 627,1	1,543
2021	33,4	111,4	13 615,6	5 795,9	10 787,5	1 669,3	1,591
2022	33,8	113,4	14 082,2	5 990,8	11 078,1	1 712,3	1,640
2023	34,2	115,4	14 558,5	6 188,6	11 370,0	1 756,3	1,689
2024	34,6	117,5	15 032,0	6 387,9	11 664,2	1 801,1	1,737
2025	34,9	119,7	15 511,3	6 587,6	11 951,3	1 846,9	1,786
2026	35,2	122,0	15 996,3	6 787,4	12 231,7	1 893,6	1,835
2027	35,5	124,4	16 483,3	6 988,5	12 507,6	1 941,3	1,883
2028	35,7	126,9	16 967,1	7 189,9	12 783,9	1 989,9	1,932
2029	35,9	129,5	17 456,0	7 390,7	13 051,3	2 039,4	1,980
2030	36,0	132,1	17 942,2	7 590,8	13 318,5	2 090,0	2,027
2031	36,2	134,6	18 413,0	7 790,5	13 594,6	2 090,0	2,075
2032	36,3	137,3	18 902,3	7 991,7	13 855,6	2 090,0	2,123
2033	36,4	140,1	19 410,0	8 196,6	14 112,5	2 090,0	2,172
2034	36,5	142,8	19 906,2	8 405,3	14 394,6	2 090,0	2,222
2035	36,6	145,6	20 425,4	8 617,5	14 668,5	2 090,0	2,273
2036	36,7	148,5	20 945,4	8 834,5	14 955,6	2 090,0	2,325
2037	36,8	151,6	21 492,6	9 055,4	15 230,3	2 090,0	2,378
2038	36,9	154,8	22 043,9	9 281,1	15 515,5	2 090,0	2,431
2039	36,9	158,1	22 603,8	9 511,5	15 806,8	2 090,0	2,486
2040	37,0	161,4	23 165,6	9 745,4	16 111,3	2 090,0	2,542

Полученные результаты представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Основные экономические показатели вариантов

Показатели	**Варианты**			
	1	**2**	**3**	**3а (рекоменд)**
1. Система разработки	9-ти точечная			
Вид воздействия	Заводнение			
Плотность сетки скважин	25	25/16		
Проектный уровень добычи: нефти, тыс.т.	26 660	27 615	27 786	**27 786**
газа, млн.м^3	1 840	1 905	1 917	**1 917**
жидкости, тыс.т.	88 104	117 350	120 083	**120 083**
Проектный уровень закачки воды, тыс. м^3	129 627	171 030	174 734	**174 734**
Проектный срок разработки, годы	2115	2113	2113	**2113**
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. т	642 712	996 963	1 033 005	**1 033 005**

Продолжение таблицы 5.8

Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т	877 781	1 232 032	1 268 074	**1 268 074**

Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,243	0,341	0,351	**0,351**
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	9298	9626	9626	**9061**
В том числе: добывающих	6838	7077	7077	**6652**
нагнетательных	2460	2549	2549	**2409**
Средняя обводненность продукции (весовая), % к концу разработки	98	98	98	**98**
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	6575	6903	6903	**6338**
В том числе: добывающих	4824	5063	5063	**4638**
нагнетательных	1751	1840	1840	**1700**
ЗБС	-	2349	2349	**2349**
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки				
Норма дисконта, %	15	15	15	**15**
Чистый дисконтированный доход (NPV) за рентабельный срок разработки, млрд. руб.	130,5	145,0	152,3	**155,8**
Чистый дисконтированный доход (NPV) за весь срок разработки, млрд. руб.	65,2	137,4	145,1	**149,7**
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	-	-	-	**-**
Индекс доходности затрат, доли ед.	-	-	-	**-**
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	-	-	-	**-**
Рентабельный срок разработки, год	2022	2033	2033	**2034**
3. Оценочные показатели				
Капитальные затраты на освоение месторождения за рентабельный срок разработки, млрд. руб.	335,0	888,1	888,1	**844,9**
Капитальные затраты на освоение месторождения за весь срок разработки, млрд. руб.	755,8	1 009,3	1 009,3	**961,5**
В том числе на бурение скважин, млрд. руб.	306,7	430,8	430,8	**404,5**
Эксплуатационные затраты на добычу нефти за рентабельный срок разработки, млрд. руб.	1 430,2	7 066,4	7 168,0	**7 422,2**
Эксплуатационные затраты на добычу нефти за весь срок разработки, млрд. руб.	14 489,8	19 671,0	20 193,5	**20 001,1**
Диск. доход государства за рентабельный срок разработки, млрд. руб. (норма дисконта 15%)	1 472,0	2 928,0	2 968,6	**2 988,1**
Диск. доход государства за весь срок разработки, млрд. руб. (норма дисконта 15%)	2 452,0	3 061,1	3 106,1	**3 105,5**

В приведенных выше условиях, все варианты разработки лицензионного участка имеют положительное значение НЧДД, но эффективность дополнительных инвестиции в развитие месторождения отрицательна (таблица 5.9).

Для рекомендуемого варианта 3а эффективность дополнительных инвестиций отрицательная, НЧДД инвестиций составит «минус» 65,67 млрд.руб.

Таблица 5.9 – Основные технико-экономические показатели вариантов

Показатель	Вар.0	**Вар.3а-рек**	Вар.3б (рент.ГТМ)	Доп. инвестиции вар.3а-вар.0	Доп. инвестиции вар.3б-вар.0	Доп. инвестиции вар.3а-вар.3б
	без вовлечения новых запасов	**полное развитие (достижение КИН)**	соотв. Вар.3а в 2012-2016 гг. С 2017 г. исключены нерентаб. ГТМ)			
Добыча нефти, млн.тонн	239,9	**1 027,1**	579,5	787,2	339,6	447,6
Количество бурения	0	**6 338**	2 707	6 338	2 707	3 631
Количество ГТМ	0	**9 966**	6 589	9 966	6 589	3 377
Норма дисконта 10 %						
НЧДД, млрд.руб.						
рентабельный срок	247,05	**184,19**	269,30			
проектный срок	207,91	**152,22**	252,41	-55,69	44,50	-100,19
Внутренняя норма рентабельности, %	-	**-**	-	-	15,2%	-
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	**-**	-	-	1,18	-
Период окупаемости, лет	-	**-**	-	-	12,8	-
Диск. доход государства, млрд. руб.						
рентабельный срок	1 286,48	**4 200,61**	3 193,64			
проектный срок	1 574,41	**4 653,45**	3 420,59	3 079,04	1 846,18	1 232,86
Норма дисконта 15 %						
НЧДД, млрд.руб.						
рентабельный срок	228,24	**155,79**	219,67			
проектный срок	215,36	**149,69**	216,26	-65,67	0,90	-66,57
Внутренняя норма рентабельности, %	-	**-**	-	-	15,2%	-
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	**-**	-	-	1,00	-
Период окупаемости, лет	-	**-**	-	-	26,4	-
Диск. доход государства, млрд. руб.						
рентабельный срок	1 103,65	**2 988,06**	2 433,76			
проектный срок	1 230,28	**3 105,49**	2 495,46	1 875,21	1 265,18	610,03
Капитальные затраты, млрд. руб.						
рентабельный срок	24,65	**844,93**	363,45			
проектный срок	24,65	**961,53**	365,38	936,88	340,73	596,15
Эксплуатационные затраты, млрд. руб.						
рентабельный срок	1 203,40	**7 422,18**	4 472,22			
проектный срок	4 278,67	**20 001,08**	9 694,88	15 722,41	5 416,21	10 306,20
Доход государства, млрд. руб.						
рентабельный срок	1 906,54	**11 287,17**	7 043,58			
проектный срок	5 022,21	**26 039,17**	13 286,53	21 016,96	8 264,32	12 752,64
Рентабельный срок	2022	**2034**	2033			
Проектный срок	2097	**2103**	2095			

Дополнительно был рассчитан вариант 3б, который включает рентабельные ГТМ на ближайшую перспективу 2012-2016 гг. Внутренняя норма доходности инвестиций составит 15,2%. Учитывая инфляционные

процессы, происходящие в стране, данная норма прибыли является приемлемой.

Проведенный анализ экономической эффективности ввода новых скважин с целью вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти показал:

- на период бизнес-планирования (2012-16 гг.) 2707 ВНС экономически эффективны, внутренняя норма доходности (IRR) по ним составит 15,2%.
- в последующих периодах (с 2017 г.) 3631 ВНС в действующем налоговом режиме нерентабельны из-за разработки краевых зон и снижения дебитов скважин. IRR по ним составит <0%, NPV - «минус» 66,57 млрд.руб. при ставке дисконта 15%.

Таким образом, для обеспечения экономически эффективного ввода в разработку дополнительных запасов нефти после 01.01.17 необходимо снижение ставки экспортной пошлины до 01.01. 2016г. с 60% до 47%.

Вывод: рекомендуемый проект разработки Северного лицензионного участка Приобского месторождения экономически целесообразен (НЧДД 257,5 млрд. руб., капитальные вложения составят 675,0 млрд. руб. за весь срок разработки); проведенный анализ чувствительности показал, что при принятых условиях реализация проекта является достаточно устойчивой.

6 Социальная ответственность

Социальная ответственность при проведении работ по одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ) при разработке Приобского нефтяного месторождения.

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в бакалаврской работе.

Приобское нефтегазовое месторождение географически расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации. Территория разрезана рекой Обь, заболочена и в период паводка по большей части затопляется. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким тёплым летом. Зима морозная и снежная. Самый холодный месяц года - январь (среднемесячная температура -19,5 градусов С). Абсолютный минимум -52 градуса С. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и продолжается до начала июня. Мощность снежного покрова от 0,7 м до 1,5-2 м. Глубина промерзания почвы 1-1,5 м.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных насосов для ОРЗ необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций. Режим работы на месторождении непрерывный круглосуточный.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, высокая напряженность электрического поля. Опасными факторами при работе являются образование взрывных смесей, электробезопасность.

6.1 Производственная безопасность

Далее разберем опасные факторы и меры безопасности. При проведении ОРЗ необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности, а также социальной ответственности. Частая подверженность рискам, связанным с низкими температурами, присутствием опасности взрыва. Опасные и вредные факторы при работах по внедрению методов одновременно-раздельной закачки воды представлены в таблице .1

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ с электроцентробежными насосами.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание насоса установки, изменение режима работы; 2. Работа непосредственно на месте проведения ГТМ, на кустовой площадке; 3. Испытание скважины.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); 2. Сосуды и аппараты работающие под давлением; 3. Электрический ток; 4. Пожарно- и взрывоопасность.	ГОСТ 12.0.003-74 [2] ГОСТ 12.1.007-76 [3] ГОСТ 12.1.012-90 [4] ГОСТ 12.1.003-83 [5] СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002 [6] ГОСТ12.1.005-88 [7] СНиП 23-05-95[8] ГОСТ 12.2.003-91 [9] ГОСТ 12.2.085-82 [10] ГОСТ12.1.019-79 [11] ГОСТ 12.1.030-81 [12]

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению при ОРЗ

Повышенные шумы и вибрации на рабочем месте.

Шумовое загрязнение и вибрация на рабочем месте отрицательно влияет на работающих: замедляется скорость реакций, увеличивается расход энергии при одной и той же физической нагрузке, снижается внимание и т.п. В итоге снижается качество выполняемой работы и производительность труда[24].

Знание физических законов процесса распространения и излучения шума позволит принимать решения, воздействующие на уменьшение его негативного воздействия на человека.

В ходе работы установок исследования скважин для дальнейшего использования технологии ОРЗ превышаются нормы шума и вибрации. По ГОСТ 12.1.003–83 [24] максимальный уровень шума для работ на территории предприятия составляет 80 дБ, а в реальных условиях, в зависимости от расстояния до насосной установки или блок гребёнок уровень шума может доходить до 97 дБ. Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами.

Нормы уровня вибрации описываются по ГОСТ 12.1.012–90 [26] и для нашего рабочего места составляют 110 дБ, в реальности она составляет практически то же значение – 112 дБ.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия: шумящие и вибрирующие

механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины. Тяжелое вибрирующее оборудование будет установлено на самостоятельные фундаменты. В производстве применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума. На рабочих местах в компрессорных с целью осмотра отдельных узлов используются средства индивидуальной защиты, такие как обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуется виброгасящие перчатки нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Неудовлетворительные метеоусловия на открытом воздухе

Приобское нефтегазовое месторождение расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области

Работы по закачиванию в пласт воды производятся круглогодично. Самый холодный месяц январь среднемесячная температура от -24,2 до -18,1°С. Абсолютный минимум -52 °С. В июле от +15°С до +18°С.

Для работы в комфортных условиях с требуемыми производственными показателями используются в летнее время облегченная форма одежды:

– очки рабочие-защитные;

– специальные беруши;

– каска рабочая;

– перчатки х/б, прорезиненные;

– рабочая одежда (штаны, куртка и ботинки);

– при работе в загазованной местности предусмотрены респираторы и противогазы.

Мероприятия по борьбе с гнусом:

– выдача дополнительной спецодежды (энцефалитный костюм);

– репелленты, накидки, пропитанные репеллентами.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах рискуют получить травмы:

– переохлаждение организма (гипотермии);

– обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. В зимнее время используется специальная утепленная форма одежды. Помимо стандартной летней формы добавляется:

– бушлат;

– утепленные штаны;

– утепленные ботинки;

– зимняя шапка;

– прорезиненные теплые варежки.

Профилактика перегревания и переохлаждения осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха.

Таблица 2 – Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [26]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Тяжесть и напряженность физического труда

При работе со скважной от работника требуется огромные трудовые затраты. Скважины очень часто расположены далеко от населенных пунктов и работникам приходится ездить в командировки. Нахождение вне дома, плюс тяжелый труд сказываются на эмоциональном состоянии работника и может привести к заболеваниям.

Для недопущения заболеваний людей при напряженном труде, организации должны придерживаться ряда требований:

- обеспечить людям нормированный рабочий день;
- обеспечить обеденный перерыв;
- комфортные условия проживания;
- небольшие перерывы между рабочим процессом;
- своевременная заработная плата.

При соблюдении этих правил, риск возникновения недомоганий из-за тяжести труда минимален.

6.1.2 Анализ выявления опасных факторов при технологии ОРЗ воды при эксплуатации Приобского нефтяного месторождения

Опасность поражения электрическим током. Принятые в проекте технические решения и оборудование обеспечивают его эксплуатацию при соблюдении оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом «Правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-01602001, РД 153-34.0-03.150-00.

Электроснабжение узла учета выполняется от КТП 6/0,4 кВ, которая расположена в здании основной насосной.

Основные потребители электроэнергии по надежности электроснабжения относятся к II категории.

Для предотвращения возникновения и распространения пожара предусмотрен ряд противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями ПУЭ, основным из которых является применение кабелей с оболочкой, не поддерживающей горение.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Предусмотрено рабочее освещение здания и его помещений.

Задвижки системы пожарной защиты здания запитываются со щита станции управления, расположенного в электрощитовой основной насосной станции, имеющей I категорию надежности по электроснабжению.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 6.3.

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения. Наиболее вероятные и одновременно наиболее опасные пути протекания тока: рука-рука, рука-нога, нога-нога.

Таблица 6.3 – Воздействие тока на человека

Воздействие на человека постоянного и переменного токов		
Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги,

		затруднение дыхания
90,0-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

1. С одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;

2. С однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;

3. С приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

1. Изолировать токоведущие части оборудования;

2. Заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;

3. Применять СИЗ, не проводящие токи;

4. Устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические меры по обеспечению

безопасности, осуществляемые при проведении работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

1. Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;

2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

4.Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

5. Проверить исправность используемого оборудования.

Пожаровзрывоопастность. При эксплуатации УЭЦН на Приобском нефтяном месторождении при возгорании и взрыве на устье, нужно сообщить старшему по смене, необходимо остановить все виды работ, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

6.2 Экологическая безопасность

Нефтяные и газовые месторождения как и все другие сооружения создаваемые человеком, оказывают определенное влияние на окружающую среду в течении всего их жизненного цикла. Деградационные воздействия на окружающую среду могут проявляться на

стадиях разведки, строительства и эксплуатации скважин что ухудшает условия жизни и работы человека. Основная деятельность, осуществляемая на Приобском месторождении - добыча, подготовка и транспорт нефти.

По видовому составу и количеству выбрасываемых веществ в атмосферу Приобского нефтяное месторождение относится к производствам второй категории опасности (КОП).

Основные источники выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов разработки Приобского месторождения: на стадии строительства – передвижные котельные, дизельные электростанции, автотранспорт; на стадии эксплуатации - скважины, замерные установки.

Основные ЗВ, выбрасываемые в приземный слой атмосферы, от планируемых источников — оксиды азота, углерода, серы; взвешенные вещества (мазутная зола, сажа), бензапирен (нормативы ПДК и ОБУВ представлены в таблице 6. 4.

Таблица 6.4 – Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно-безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от планируемых источников в атмосферном воздухе

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс опасности	Код	ПДК м.р. мг/м^3
Азота диоксид	2	301	0,085
Сажа	3	328	0,15
Углерод оксид	4	337	5
Углеводород С1 – С5	4	415	50
Углеводороды (по керосину)	-	2732	1,2
Бензапирен	1	703	1,0
Серы диоксид	3	330	0,5
Мазутная зола	2	2904	0,002
Формальдегид	2	1325	0,035

Перечень и анализ мероприятий по снижению выбросов вредных веществ, перечень планируемых мероприятий.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу предусматриваются следующие решения [28]:

1. Применение напорной герметизированной системы сбора

продукции скважин.

2. Подземный способ прокладки трубопроводов на глубину не менее 1,2м до верхней образующей трубы.

3. Все трубопроводы нефти и газа выполнены на сварке. Использовано минимально необходимое количество фланцевых соединений. Предусмотрен 100 % контроль сварных соединений радиографическими методами.

4. Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа.

5. По трассе нефтегазосборных трубопроводов в местах подключения трубопроводов от скважин и кустов к коллекторам устанавливаются отключающие задвижки; переход через автодороги выполняется открытым способом с укладкой труб в защитных футлярах.

6. Опорожнение и дренаж технологических емкостей в закрытую систему.

7. Сброс от предохранительных клапанов в специальные емкости с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс.

Осуществление намечаемых решений сокращает количество выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ и снижает ущерб, наносимый производственной деятельностью предприятия окружающей среде.

Мероприятия для снижения вредных выбросов, предусматриваемые как мероприятия организационно-технического характера [28]:

1. Максимально обеспечить соблюдение оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом.

2. Исключить возможность работы оборудования в форсированном режиме.

3. Усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими

процессами.

4. Усилить контроль за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов.

5. В случае если начало планово-предупредительных работ по ремонту технологического оборудования достаточно близко совпадает с наступлением неблагоприятных метеорологических условий, следует отложить проведение этих работ до окончания НМУ.

6. Прекратить испытание оборудования, связанного с изменением технологического режима, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе монтажа ЭЦН при спуско- подъемных операциях по различным причинам:

1.По причине техногенного характера;

2. Газонефтеводопроявления;

3.Попадания молнии.

В случае возгорания и взрывов на устье старшему по смене необходимо остановить все виды работ, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

Заключение

Пласты Приобского месторождения имеют сложное геологическое строение. Запасы на месторождении приурочены к низкопродуктивным коллекторам, которые расположены в водоохранной зоне, а это требует применения нетрадиционных, высокоэффективных и экологически чистых технологий.

При проведении традиционной закачки воды в несколько пластов с различной проницаемостью сложно отрегулировать забойные давления и расход воды для каждого из пластов, что может привести к неравномерному обводнению залежей. Как следствие, на таких объектах происходит опережающее обводнение высокопроницаемых нефтяных пластов, возрастает степень неохваченности пластов процессом вытеснения и неравномерная выработка запасов.

Гарантией эффективности применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации, по сравнению с раздельной разработкой эксплуатационных объектов, являются следующие факторы:

- сокращение капитальных затрат на бурение и инфраструктуру обустройства скважин;
- сокращение эксплуатационных затрат;
- сокращение сроков освоения и разработки многопластового месторождения;
- увеличение срока рентабельности эксплуатации скважин.

Система ОРЗ имеет высокий потенциал дальнейшего развития в направлении как совершенствования скважинного оборудования, так и разработки систем контроля режима работы скважины и текущего состояния продуктивных пластов.

Дополнительная добыча нефти за 2005-2012 гг. за счет применения ОРЗ составила 1,435 млн. т, или 3,8 % общей добычи нефти за указанный период.

Накопленный за 2005-2012 гг. дисконтированный доход предприятия, полученный за счет дополнительной добычи нефти, оценивается в 2,773 млрд. руб.

Список литературы

1. Г.А. Габриэляц «Геология нефтяных и газовых месторождений». М.: Недра, 1984 г.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
3. Геологический отчёт по Приобскому месторождению за 1998 г.
4. Отчет о результатах поисково-разведочных работ для водоснабжения г. Нефтеюганска с подсчетом эксплуатационных запасов подземных вод в районе действующего водозабора (по состоянию на 1.01.74г.), Мельников, Степаненко и др.
5. Гидрогеология СССР том 16. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра, 1970. 368 с.
6. Протокол заседания ГКЗ РФ от 16.05.1997 г. № 427. Рассмотрение материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа ЮЛТ Приобского месторождения выполненных ОАО “Югранефть” и Амоко Евразия Петролеум Компании.
7. Геологический отчёт по Приобскому месторождению за 1998 г.
8. Леонов И. В. Контроль за разработкой и исследование эксплуатационных объектов с помощью автономных манометров / И. В. Леонов // Нефть, газ и бизнес. - 2011.-№5.-С. 66-71.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М: Недра, 1983. - 455с.
10. Максутов Р.А. Одновременно раздельная эксплуатация нефтяных месторождений / Р. А Максутов, Б. Е. Доброскок., Ю. В. Зайцев. – М.: Недра, 1974. - 233 с.
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ 08-624-03 утв. Госгортехнадзором РФ 05.06.03.

12. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти. - М.: Недра, 1983. - 510 с.

13. Максутов Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременно-раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

14. Зайцев Ю. В. Итоги применения одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах за 1966-1969 гг. и пути совершенствования этого метода / Ю. В. Зайцев, Я. Я. Шкадов // Опыт одновременно раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину (тематические научно-технические обзоры). - М.: ВНИИОЭНГ, 1971.

15. Использование многопакерных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях, протокол заседания (нефтяная секция) ЦКР Роснедра № 3367 от 28.04.05.

16. Техника и технология добычи нефти и газа/И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков и др. М., Недра, 1971.

17. Каналин В. Г. Проектирование разработки многопластовых месторождений с учетом неоднородности / В. Г. Каналин, В. В. Стасенков. - М.: ВНИИОЭНГ, 1975. -125 с.

18. А.В. Барышников и др. Внедрение и совершенствование технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / А. В. Барышников, Д. Б. Поляков, Р. Ф. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 121-123.

19. Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Султанов А.С. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений с использованием оборудования для ОРЭ скважин // Нефтепромысловое дело. – 2009 – №5. – С. 33-39.

20. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., Саруев Л.А. и др. Нефтепромысловое оборудование. Комплект Каталогов.- Томск: Изд. ТПУ, 1997.-822 С.

21. Якин А.Н. и др. Технико- экономическая эффективность одновременно-раздельной закачки воды на Приобском месторождении// Нефтяное хозяйство.- №12 , 2011, с.41-43.

22. Прокофьев Ю.С. Экономика предприятия/Ю.С. Прокофьев, М.В. Мелик-Гайказян, Е.Ю. Калмыкова// Томск: Изд-во ТПУ,2010–139 с.

23. Антошкина А.В. Экономика предприятия нефтегазового комплекса/ Томск: Изд-во ТПУ,2011–119 с.

24. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

25. ГОСТ 12.1.006–84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

27. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

28. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990г.

29. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. – 247 с.

30. Леонов И.В. Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (на примере месторождений Западной Сибири): дис. канд. техн. наук: /Леонов Илья Васильевич: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: – М., 2011г.

31. Барышников, А. В Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно -раздельной закачки воды: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена

28.02.2015 / Барышников Андрей Владимирович. – СПб., 2015. – 219 с. – Библиогр.: с. 213-219

32. Афанасьев, И. С. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Создание «интеллектуальной» скважины / И. С. Афанасьев, А. Г. Пасынков, Д. Л. Худяков, Р. Р. Габдулов, В. И. Никишов, П. И. Сливка // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 66-70.

33. Барышников, А. В. Результативность долговременного мониторинга совместной разработки пластов системами одновременно-раздельной добычи на Приобском месторождении / А. В. Барышников, В. В. Сидоренко, М. И. Кременецкий // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 30-33.