



Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП/ОПОП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА И ЕГО СОСТАВА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ОТБОРА ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

УДК 622.276-049.32

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Аманов Азатнияз		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства, и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Аманов Азатнияз

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА И ЕГО СОСТАВА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ОТБОРА ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.04.2023	Общие сведения об одно временно-раздельной эксплуатации пластов	20
21.04.2023	Технологии контроля притока одно временно-раздельной эксплуатации в ПАО «ТАТНЕФТЬ»	25
28.04.2023	Опыт реализации одно временно-раздельной эксплуатации на месторождениях западной Сибири	25
11.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Аманов Азатнияз		



Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) А.А. Лукин
(ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Аманов Азатнияз

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА И ЕГО СОСТАВА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ОТБОРА ПРИ ОДНОВРЕМЕННО- РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования;</i>	1. Общие сведения об ОРЭ пластов. Критерии выбора объекта и подбора скважин, геолого-промысловое обоснование применения ОРЭ пластов. 2. Технологии контроля притока ОРЭ в ПАО «ТАТНЕФТЬ». Новые разработки.

<i>содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>		3. Опыт реализации ОРЭ на месторождениях Западной Сибири. Выявление эффективности применения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна	
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:		
Общие сведения об одновременно-раздельной эксплуатации пластов		
Технологии контроля притока одновременно-раздельной эксплуатации в ПАО «ТАТНЕФТЬ»		
Опыт реализации одновременно-раздельной эксплуатации на месторождениях западной Сибири		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Социальная ответственность		
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику		10.02.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна	.		10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Аманов Азатнияз		10.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 87 страниц, в том числе 22 рисунков, 16 таблицы. Список использованных источников содержит 20 источников.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, технология применения одновременно-раздельной эксплуатации, схем применения ОРЭ, эффективность внедрения ОРЭ, классификация ОРЭ.

Объектом исследования являются технологические установки и конструкции одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

Цель работы – анализ эффективности применения современных технологий и конструкций одновременно-раздельной эксплуатации пластов на месторождениях ПАО «Татнефть» и Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения об истории развития и совершенствовании техники и технологий одновременно-раздельной эксплуатации. Представлено геолого-промысловое обоснование применения методов одновременно-раздельной эксплуатации. Проведены расчеты экономической эффективности при внедрении системы одновременно-раздельной закачки и добычи. Проанализированы основные технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ОРД – одновременно-раздельная добыча;

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;

ОРЗиД – одновременно-раздельная закачка и добыча;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

УШГН – установка штангового насоса;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ТПП – Территориально-производственное предприятие;

ТМС – термоманометрическая система.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ	12
1.1 История разработки одновременно-раздельной эксплуатации.....	12
1.2 Критерии выбора объекта и геолого-промысловое обоснование применения ОРЭ пластов	18
1.3 Критерии подбора скважин для ОРЭ двух объектов	21
1.4 Преимущества и недостатки применения ОРЭ.....	21
2 ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ОДНОВРЕМЕННО- РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ПАО «ТАТНЕФТЬ».....	24
2.1 Однолифтовая установка ОРЭ.....	24
2.2 Двухлифтовая установка ОРЭ	27
2.3 Схема установки прибора КРОТ-ОРЭ	28
2.4 Установки ОРЭ с электропогружным (ЭЦН) и штанговым насосом (ШГН)	29
2.5 Современные схемы установок ОРЭ	32
3 ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	38
3.1 Опыт реализации одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Тевлинско-Русскинском месторождении	38
3.2 Опыт применения одновременно-раздельной эксплуатации на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз»	43
3.3 Общие выводы по опыту внедрения ОРЭ скважин на месторождениях	48
4 ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	53
4.1 Предпроектный анализ	53
4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта	53
4.1.2 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН	55
4.2 Бюджет разработки	56
4.2.1 Затраты на амортизационные отчисления.....	56
4.2.2 Затраты на материалы.....	57
4.2.3 Расчет заработной платы бригады	57
4.2.4 Затраты на внебюджетные фонды.....	58

4.2.5 Затраты на проведение мероприятия	59
4.3 Оценка эффективности проекта	60
4.4 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69
Введение	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.2 Производственная безопасность.....	71
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	72
5.5 Экологическая безопасность	83
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Более 70% нефтяных месторождений в России часто состоят из несколько пластов, расположенных друг над другом и для разработки таких месторождений бурят скважины для каждого пласта отдельно. В процессе разработки нефтяных месторождений тратятся большие средства на буровые работы скважин для каждого пласта отдельно. Таким образом, чтобы добывать продукцию из нескольких пластов одновременно, многие нефтяные компании объединяют их в один эксплуатационный объект, вместо того чтобы бурить скважины для каждого пласта отдельно. В первую очередь такой подход позволит сэкономить средства на подготовку и бурения скважин на этапе составления проектных документов.

На сегодняшний день для решение данной актуальной проблемы разработали технологию одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов, которая помогла на много сократить сроки разработки многопластовых месторождений. [1]

ОРЭ двух объектов позволяет нам повысить эффективность разработки с точки зрения экономики, которое достигается за счет совмещения двух и более пластов в один эксплуатационный объект. Контроль процесса притока и отбора запасов на технологическом режиме происходит путем специальных технологий, которые развиваются каждым годом и решают многие проблемы. Применение этой технологии позволит нам значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

Мы можем применить ОРЭ путем технического обеспечения скважин-кандидатов обычной конструкции оборудованием, где пакеры будут разобщающими продуктивные пласты. [2]

Цель данной квалификационной работы представляет собой выбор и обоснования разрабатываемых технологий и конструкций ОРЭ пластов, применяемые на разных этапах разработки многопластовых месторождений, анализ эффективности применения и опыт реализации установок ОРЭ.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

1.1 История разработки одновременно-раздельной эксплуатации

Первые образцы оборудования для ОРЭ созданы в СССР в 1930-х годах, работы в этом направлении были продолжены после войны. Широкие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы начаты под руководством Н.К. Байбакова с конца 1950-х годов (Татария, Башкирия, Грозный, Куйбышев). Н.К. Байбаков в то время курировал всю нефтяную промышленность, и при его фактически каждодневном участии направление стало развиваться очень активно.

В 1965 году было организовано Особое конструкторское бюро по созданию и внедрению оборудования для ОРЭ скважин (ОКБ РЭ) в г. Баку, велись научноисследовательские и опытно-конструкторские работы в ТатНИПИнефть, ВНИИ, СевКавНИПИнефть, ОКБ БН, ВНИИТнефть, ВНИИКАнефтегаз.

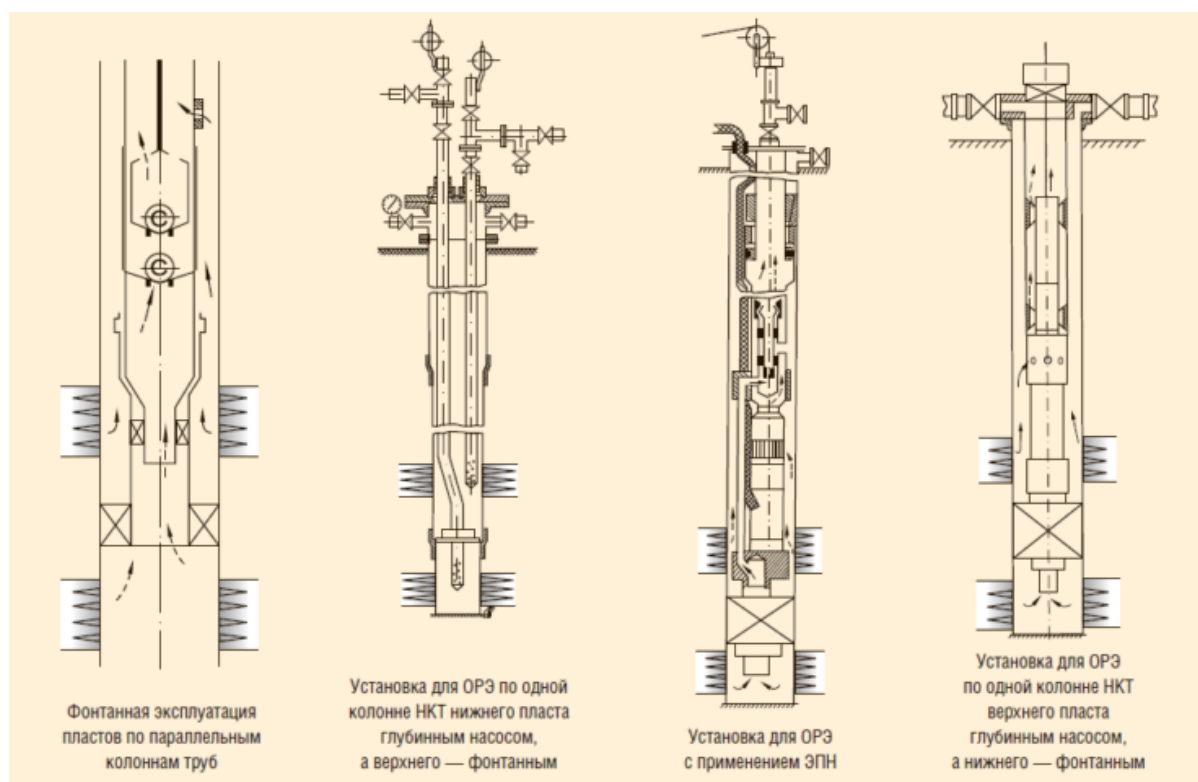


Рисунок 1 - Схемы одновременно-раздельной эксплуатации 1950-1970-х

Ближе к 1970 году начали разрабатывать и проводить исследования на надежность работ основных установок ОРЭ и ОРЗ с параллельными колоннами НКТ для нескольких объектов, эксплуатируемые одной скважиной: «фонтан-фонтан», «фонтан-насос», «насос-фонтан», «насос-насос», «газлифт-газлифт», «закачка-закачка», «закачка-отбор», «отбор-закачка». В результате успешных проверок на надежность установок ОРЭ и ОРЗ за 11 лет (1969-1980) оборудовали примерно 4500 скважин. [3]

Также были разработаны установки с обратными клапанами и с отдельным подъемом продукции, которая включала в себя несколько колонн НКТ с пакерами, учитывая количество пластов для разделения. Это было необходимо чтобы не смешивать продукцию и из-за разности давления, так как обе пласты могут иметь различные геологические характеристики. Например, если верхний пласт угленосный, а нижний девонский то смешивание таких продукции приводить к потере цены и качества. К тому же установки с обратными клапанами служили для опрессовки пакеров с прямой и обратной промывкой. [4]

Кроме того, разрабатывали установки с прокладками для плунжера штанговых насосов, которые служили для подъема жидкости с каждого пласта раздельно или одновременно. Преимуществом данной установки был замер дебита и получение всей необходимой информации по добываемой продукции (рисунок 2).

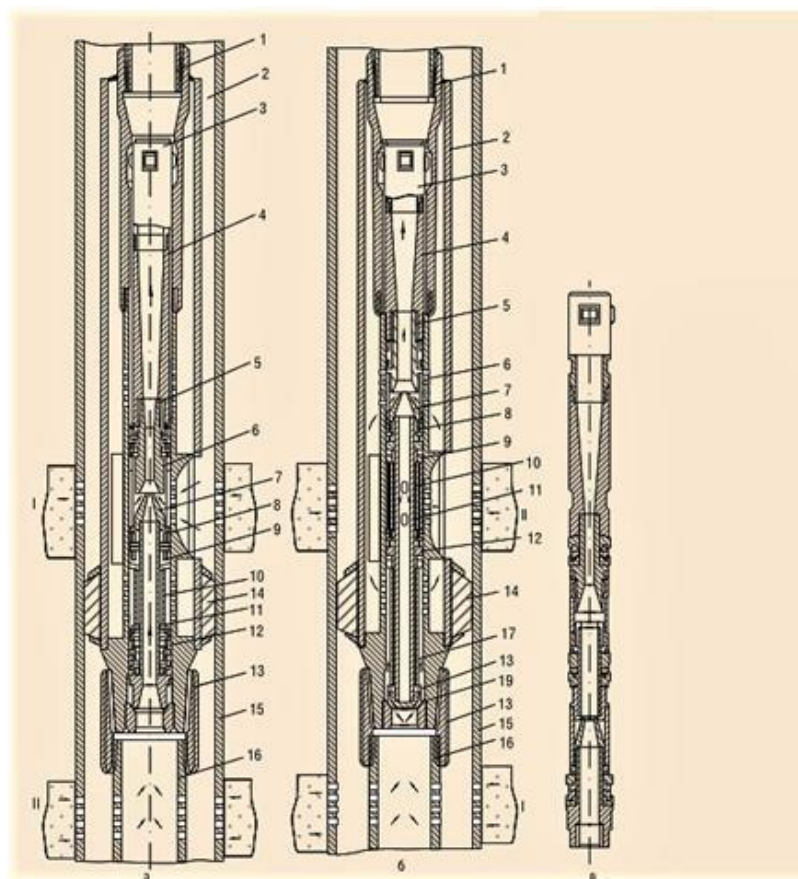


Рисунок 2 - Оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации с применением инжекторов: а – прямая схема; б – обратная схема; в –инжектор с отодвинутым соплом; I и II низконапорный и высоконапорный пласты; 1 – колонна насосно-компрессорных труб; 2 – разобщик; 3 – замок; 4 – диффузор; 5 – камера смешения; 6 – камера для входа подсасываемой жидкости; 7 – сопло; 8 – манжеты; 9 – кольцо упорное; 10,17 –распорная втулка; 11 – направляющий патрубок; 12 – упорная втулка; 13 – муфта; 14 – паркер; 15 – обсадная колонна; 16 – хвостовик; 18 – подвижная гайка; 19 – заглушка.

На первом месте по внедрения технологий ОРЭ и ОРЗ стояла Башкирия, которая применила установки ОРЭ и ОРЗ около на 1000 скважин. Затем большинство месторождений Татарстана, Пермь, Мангышлак и т.д. Учитывая количество применений установок ОРЭ и ОРЗ можно утверждать, что практически вся страна заинтересована данными установками.

К примеру, в 1953 году на Ромашкинском месторождении в скважину диаметром 168 мм на глубину 1725 и 1740 м были спущены две колонны НКТ 60 мм с пакером (рисунок 3). В неглубокие скважины двухколонные компоновки спускались еще до Великой Отечественной войны.

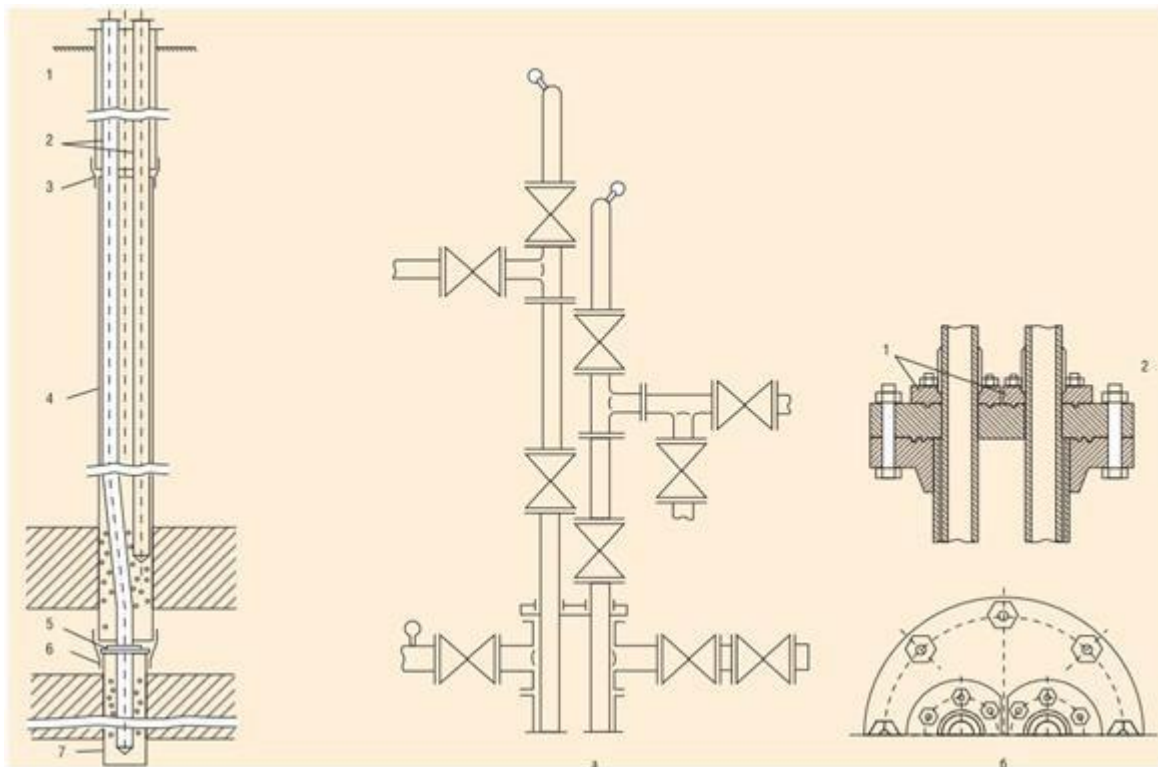


Рисунок 3 - Схема оборудования скважины параллельными рядами НКТ: 1 – 273-мм обсадная колонна; 2 – 60-мм НКТ; 3 – переводник 273×219 (мм); 4 – 200-мм ОК; 5 – пакер; 6 - переводник 219×168 (мм); 7 - 168-мм ОК.

Данная схема никак не отличается от эксплуатации скважин с одним пластом, но может полностью разобщить продуктивные пласты и дать информацию по дебиту и режима работы каждого пласта.

Помимо этого, для добычи продукции применялись установки штангового типа для добычи продукции из пластов отдельно. Преимущество данной установки поднимать на поверхность большой объем свободного газа или отдельно нефть без содержания воды и т.д. (рисунок 4).

Также идентичными свойствами обладает еще одна установка с дифференциальными насосами (Рисунок 5). Она также имеет свойство

поднимать продукцию на поверхность из продуктивных пластов по имеющимся линиям насоса. [3]

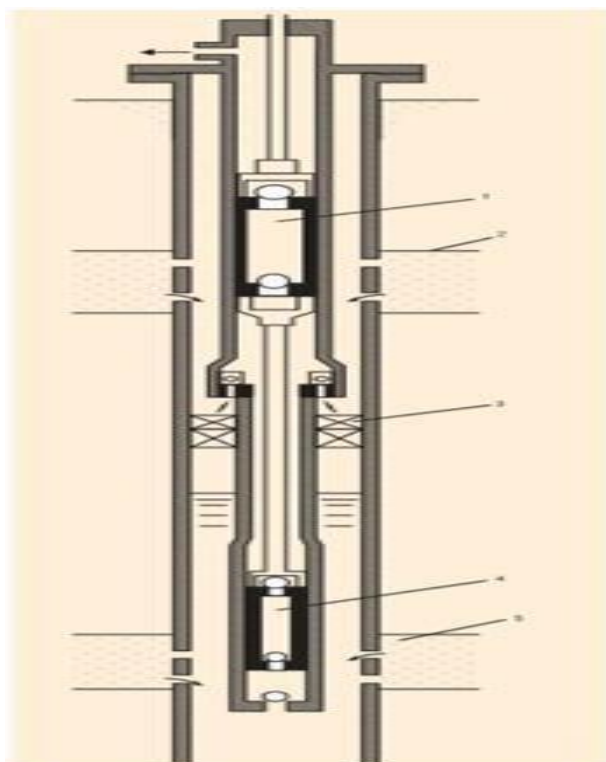


Рисунок 4 - Отбор нефти из двух пластов штанговыми насосами

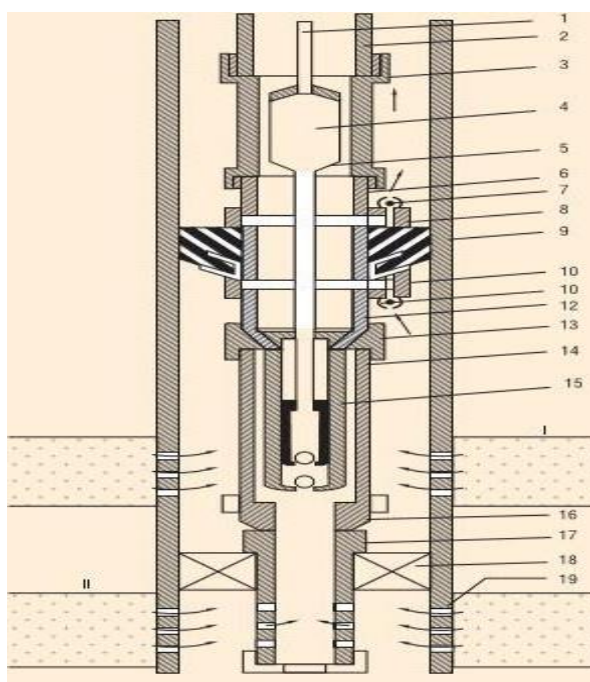


Рисунок 5 - Установка с дифференциальным насосом для одновременнораздельной эксплуатации: I, II – верхний и нижний пласты, 1 – колонна штанг, 2 – колонна НКТ, 3, 4 – цилиндр и плунжер верхнего насоса, 5 – полый шток, 6,12 – верхний и нижний патрубки, 7 – нагнетательный клапан, 8 – специальная верхняя муфта, 9,18 – верхний и нижний пакеры, 10 – специальная нижняя муфта, 11 – всасывающий клапан, 13 – узел замка, 14 – труба, 15 – нижний насос, 16 – уплотняющий конус, 17 – седло с левой резьбой, 19 – хвостовик с фильтром.

Однако производственную ценность технологии ОРЭ и ОРЗ стали понимать последние 15 лет. К примеру, с 2005 года в ПАО «Татнефти» внедряются различные системы ОРЭ и ОРЗ. Эксплуатация с помощью этих систем показывают отличные показатели в добыче. Дополнительная добыча в ПАО «Татнефти» за четыре года превысила 1 млн. тонн. Этому свидетельствует внедрения систем ОРЭ в 389 скважин за 4 года (таблица 1).

Таблица 1 - Количество скважин с ОРЭ в ПАО «Татнефти» с 1966 по 1969 годы

Количество скважин с ОРЭ в ПАО «Татнефти» с 1966 по 1969 годы				
1966	1967	1968	1969	1966-1969
61	87	133	108	389

Анализируя таблицу можно утверждать, что совершенствование конструкций установок продолжается. В 1960-е годы применение технологии шло в плановом, приказном порядке от министерства. Но технологии были недостаточно эффективны, так как они не могли определить никакой параметр о работе пластов, что приходилось делать замеры дебита на поверхности. Помимо этого, пакеры, разобщающие пласты не могли держать свое рабочее состояние больше чем месяца, и если в процессе эксплуатации давление сверху падало, то приходилось демонтировать оборудование, а добычу проводили в обычном режиме. [4]

Анализируя основные схемы и конструкций ОРЭ, которые были разработаны, позволяют нам совершенствовать, учитывая труды первых разработчиков со времен СССР.

1.2 Критерии выбора объекта и геолого-промысловое обоснование применения ОРЭ пластов

Одним из методов регулирования разработки многопластовых месторождений является ОРЭ пластов. Технологии ОРЭ используются для создания независимых систем разработки объектов, что позволяет изменять условия разработки продуктивных пластов в соответствии с принятыми технологическими решениями. Эта технология используется для пластов, которые не могут быть эксплуатированы общим фильтром из-за их геолого-промысловых параметров.

Сложное геологическое строение многопластовых месторождений требует использования методов повышения нефтеотдачи пластов и присоединение пластов к уже разрабатываемым объектам. По опыту нам известно, что все продуктивные пласты бурят одной сеткой скважин, которые применяются специальными технологиями. Они в свою очередь обеспечивают одновременное извлечение продукции из каждого пласта.

Многопластовые нефтяные месторождения в России часто состоят из несколько пластов, расположенных друг над другом и для разработки таких месторождений бурят скважины для каждого пласта отдельно. В процессе разработки нефтяных месторождений тратятся большие средства на буровые работы скважин для каждого пласта отдельно. Таким образом, чтобы добывать продукцию из нескольких пластов одновременно, многие нефтяные компании объединяют их в один эксплуатационный объект, вместо того чтобы бурить скважины для каждого пласта отдельно. В первую очередь такой подход позволит сэкономить средства на вложения обустройства и бурения скважин на стадии создания проектных документов, а также сократит сроки разработки многопластовых месторождений. Но такой подход возможен с учетом ряда критериев, таких как:

- в обеих пластах должны быть равные физико-химические свойства продукции,
- в обеих пластах приток продукции должны быть примерно равны при приемлемом забойном давлении,
- в обеих пластах пластовое давление должны быть примерно одинаковы для возможности исключения между пластами течение нефти,
- в обеих пластах обводненность продукции должен быть примерно одинаково.

При несоблюдении выше перечисленных критериев с учетом геолого-технических условий применяются установки одновременно-раздельная эксплуатация скважин для двух объектов, которые позволят эксплуатировать каждый пласт с получением всех необходимых данных (дебит, обводненность).

Для применения метода ОРЭ необходимо учитывать множество факторов, таких как определение участков недр, близость контура нефтеносности, состав нефти (количества содержания смол и парафина в нефти), расстояние от подошвы до кровли пласта, учитывая непроницаемые пропластки, а также надежность эксплуатационной колонны и другие факторы.

Одним из основных условий применения технологии ОРЭ является интервал между продуктивными пластами, которым требуется вскрытие.

Для внедрения технологии ОРЭ необходимо выполнить ряд работ по подготовке и исследованию скважин-кандидатов:

- подобрать параметры работы установок с учетом режима разработки продуктивных пластов,
- убедиться в надежности и работоспособности скважинного оборудования для эффективности применения,
- определить основные рабочие свойства и параметры разрабатываемых пластов и оборудования,

– учитывать возможность изменения режимов работы системы «пласт-скважина-насосная установка».

Критерии выбора скважин-кандидатов для использования ОРЭ - соответствие технологическим требованиям и приемлемость в условиях выбранного месторождения. Важными условиями требования к кандидату скважин для ОРЭ относятся геологические характеристики залегания пластов, свойства флюидов, насыщающих породу и положения пластов, готовых к одновременной или отдельной эксплуатации.

Плохое техническое состояние эксплуатационной колонны является фактором, который усложняет или исключает использование ОРЭ. При обустройстве установок ОРЭ есть вероятность столкнуться с проблемами в стволе скважин и для его предотвращения проводят промыслово-геофизические исследования на надежность эксплуатационной колонны перед применением. В результате положительных ответов можно гарантировать надежность применения ОРЭ для скважин-кандидатов. [1]

Следующим критерием применения технологии ОРЭ является геологические характеристики продуктивных пластов, таких как различие коллекторских и геолого-физических параметров продуктивных горизонтов. Так как применение ОРЭ зависит от проницаемости пластов, которые могут быть различными. В главе 3.2 данной работы анализируется опыт применения ОРЭ от проницаемости.

Также различие между отметками кровли пластов и физико-химические свойства продуктивных пластов являются одними из основных геологических факторов при внедрении ОРЭ для скважин. Для эффективного применения ОРЭ интервал глубин залегания пластов должен быть ниже, а различие физико-химических свойств необходимы для определения вязкости нефти при течении из продуктивных пластов.

Последним условием для эффективного применения ОРЭ для скважин являются параметры работ продуктивных пластов, где пласты могут

отличаться по пластовому давлению, по содержанию доли воды в продукции и в количестве запасов УВ. [5]

С учетом всех вышеперечисленных критериев можно сделать вывод что нам потребуются как можно больше геологических характеристик для эффективного и надежного применения ОРЭ.

1.3 Критерии подбора скважин для ОРЭ двух объектов

При применении технологии ОРЭ для двух объектов мы должны учитывать следующие критерии подбора для скважин-кандидатов. И основные из них это пласты:

- с разными пластовыми давлениями,
- с максимальным расстоянием по глубине,
- с разными коллекторами по проницаемости и
- с конечным забойным давлением, так как есть возможность обводнения в следствии перепада давлений одного из пластов,
- пласты, которые ранее могли быть пробурены для применения установок ОРЭ
- объединение к малопродуктивному пласту, которая экономически не выгодная при отдельной добыче и ряда других причин.

1.4 Преимущества и недостатки применения ОРЭ

Существуют ряд причин прекращения эксплуатации двух и более пластов. Если взять скважину с малым диаметром, то при размещении НКТ или других частей установки приведет к отказу эксплуатации. Сами установки ОРЭ это комплекс элементов, которых не так просто применить чем при обычной эксплуатации. Так как сами установки ОРЭ не могут гарантировать работоспособность даже при разработке требуемой установки с учетом добавления нужных нам частей, входящих в состав ОРЭ.

Преимущества ОРЭ следующие:

- Повышение нефтеотдачи пласта и дебита скважины;
- Увеличение степени охвата и интенсивности освоения многопластового месторождения за счет раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов;
- Сокращение капитальных затрат на строительство скважин;
- Регулирование отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- Увеличение рентабельного срока разработки месторождения;
- Снижение эксплуатационных затрат;
- Предотвращение вредного воздействия растворов слушения на ПЗП;
- Эксплуатация скважин с негерметичной эксплуатационной колонной;
- Использование энергии газовой шапки или газовых пластов для организации бескомпрессорного (БКТ) или внутрискважинного газлифта (ВСТ). [6]

Недостатки ОРЭ следующие:

- Сложность подбора оборудования;
- Сложность монтажа и демонтажа;
- Необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов;
- Сложность обработки призабойных зон скважины;
- Сложность определения дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта;
- Необходимость остановки эксплуатации всех объектов при проведении ПРС на одном из них. [7]

Переходу на технологию ОРЭ должно предшествовать четкое определение цели применения раздельной эксплуатации с тщательным

выбором фонда скважин, переводимых на ОРЭ. Необходимо проведение подготовительных и исследовательских работ по скважинам-кандидатам на перевод в ОРЭ и подбор параметров работы установок в соответствии с заданным режимом эксплуатации пластов. Нужно убедиться в действенности средств повышения надежности и работоспособности скважинного оборудования, решить вопрос замера основных рабочих показателей эксплуатируемых пластов и скважинного оборудования, а также предусмотреть возможность изменения режимов работы системы «пластскважина-насосная установка».

2 ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

2.1 Однолифтовая установка ОРЭ

Однолифтовая установка ОРЭ для двух и более пластов была внедрена и разработана в 2003 году в ПАО «Татнефть», которая относится технологическим схемам с совместной добычей продукции, а также разделением режимов работы пластов. Данная установка стала открытием и созданием ряда установок, что способствовала их применению на эксплуатационных объектах.

Установки разработаны для эксплуатационной колоны диаметром 146 и 168 мм.

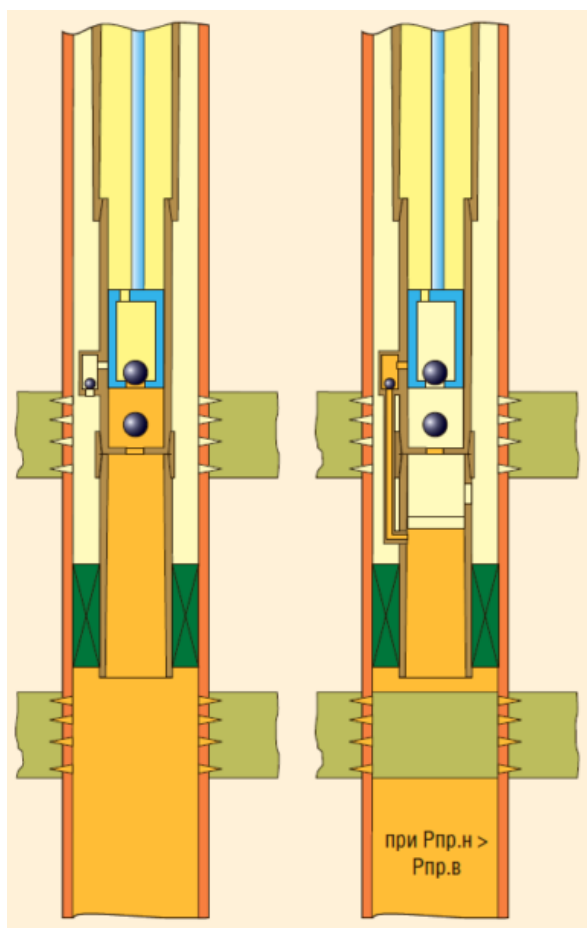


Рисунок 6 – Схема однолифтовой установки ОРЭ

Данная установка включает себя пакер, который разделяет пласты, штанговый насос, состоящий из двух элементов, которому с боку установлен дополнительный всасывающий клапан, установленный на боковой поверхности цилиндра.

Преимущества: простота, любой размер насоса, установка требуемых дебитов пластов, возможность установки глубинного прибора.

Подъём продукции происходит следующим образом: когда плунжер насоса поднимается вверх в первую очередь продукция добывается с нижнего пласта по первой схеме (рисунок 6). Далее, когда плунжер насоса проходит боковой клапан по второй схеме (рисунок 6) поднимается продукция верхнего пласта. Если у верхнего пласта забойное давление больше чем у нижнего ($P_{пр.н} > P_{пр.в}$), то это заставляет клапану закрыться во время эксплуатации.

Если по условиям эксплуатации забойное давление у верхнего пласта ниже, то мы боковой клапан соединяем с нижним пластом, а верхний — с основным всасывающим клапаном.

Динамограмма при правильно отрегулированной работе установки показывает ступеньку большой нагрузки в начале. При прохождении бокового клапана, когда забойное давление растет, нагрузка становится меньше.

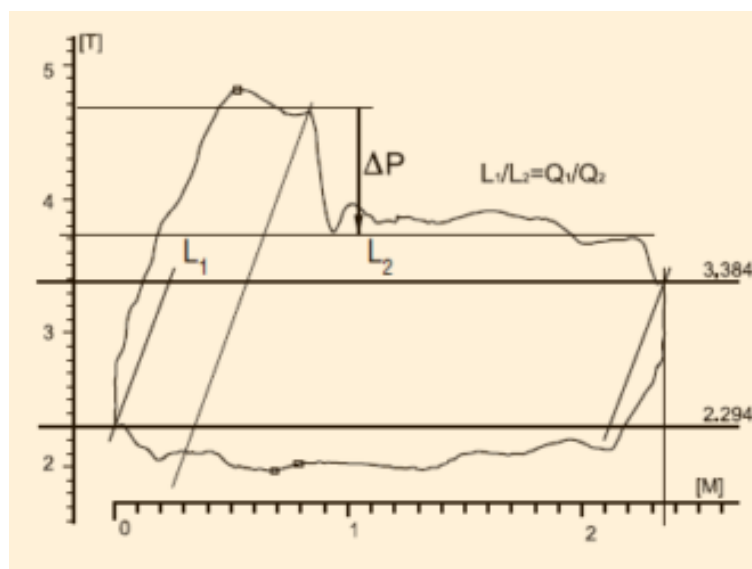


Рисунок 7 – Динамограмма для определения параметров работы

Однако есть много недостатков данной установки над которыми нужно еще поработать, такие как отсутствие всех параметров пласта (обводненность, дебит, забойное давление). Но все же забойное давление верхнего пласта удастся определить по динамическому уровню, а давление нижнего пласта по ступеньке на динамограмме через разницу нагрузок (Рисунок 7).

Данная ступенька также определяет определять и дебиты пластов, т.е. до ступеньки — дебит пласта, соединенного с нижним всасывающим клапаном, дальше — дебит пласта верхнего, соединенного с боковым клапаном. Зная общий дебит, мы делим его пропорционально длинам участков на динамограмме и получаем дебиты по пластам.

Соотношение дебитов легко регулируется положением плунжера относительно бокового клапана. Если мы приподнимем его повыше, то будем отбирать больше из верхнего пласта. Если опустим пониже, то, наоборот, из нижнего пласта будем отбирать больше, чем из верхнего. Это позволяет привести установку в заданный режим эксплуатации. А общий дебит регулируется в обычном порядке: частотой качания или длиной хода.

Обводненность по пластам определяется следующим образом. Изменив длину хода и опустив плунжер в нижнее положение, мы можем перенастроить установку на работу только по пласту, соединенному с основным всасывающим клапаном, а боковой отключается от работы. Таким образом мы будем поднимать на поверхность продукцию только этого пласта и сможем определить его обводненность. Обводненность же второго пласта определяется расчетным образом при известной общей обводненности продукции скважины.

Дебит при однолифтовой схеме можно определить и другим путем — кратковременной остановкой. Если остановить на короткое время работу станка-качалки, то в затрубном пространстве поднимается уровень, и по короткой кривой восстановления давления мы определяем дебит верхнего пласта. Вычитанием определяем дебит нижнего пласта. То есть, в принципе,

на сегодняшний день определить все параметры пластов, издали РД по исследованиям таких скважин и при согласовании его с Ростехнадзором. [4]

2.2 Двухлифтовая установка ОРЭ

Все двухлифтовые установки ОРЭ, которые применяются в компании это первые разработки еще с 1950-х годов и на сегодняшний день они показывают хорошие результаты с точки зрения работоспособности.

Данная установка содержит двуствольную арматуру, пакеры, разобщающие пласты, параллельный якорь, который связывает между собой две колонны, и два штанговых насоса с приводами.

Преимущества: раздельный подъем продукции пластов.

Установки разработаны для эксплуатационной колонны диаметром 146 и 168 мм.

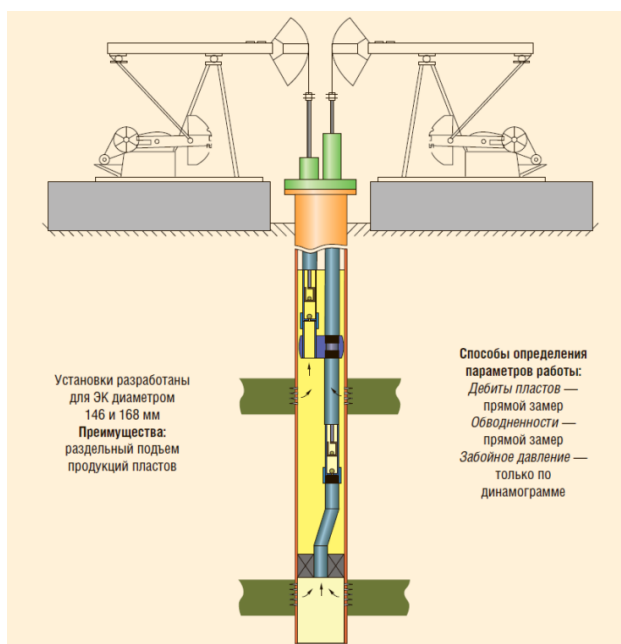


Рисунок 8 – Двухлифтовая установка для ОРЭ [1-4]

Сначала установки оснащали обычными станками качалками, потом появились скважины с цепными приводами. В дальнейшем в «Татнефти» разработали свою устьевую арматуру, свой параллельный якорь, и все это

сейчас производится предприятиями «Татнефти». Производится также совместно с компанией «Смит Евразия» пакер М1-Х, который в основном используется во всех схемах ОРЭ.

По сравнению с однолифтовой установкой, двухлифтовая дает возможность определять все параметры (дебит, обводненность, забойное давление верхнего пласта) по каждому пласту помимо забойного давления верхнего пласта. Но определить все-таки удастся пока что только по динамограмме. А также существуют разработки компании так называемые контроллеры «Lufkin», которые стоят на скважинах и рассчитывают нагрузки на забойное давление. [4]

2.3 Схема установки прибора КРОТ-ОРЭ

Из-за недостатка по получению информации забойных давлений по каждому при применении ОРЭ «ТНГ-Групп» и ТатНИПИнефть совместно разработали глубинный прибор КРОТ-ОРЭ. По доступным данным компании этим прибором уже оборудовано на 2009 год 135 скважин, а на сегодняшний день почти во все эксплуатационные скважины встраиваются этими приборами.

Глубинный прибор КРОТ-ОРЭ (рисунок 9) устанавливается в хвостовике между насосом и пакером. Данный прибор хорош тем, что в него встроена два датчика давления, один из которых определяет давление под пакером, а другой в межтрубном пространстве.

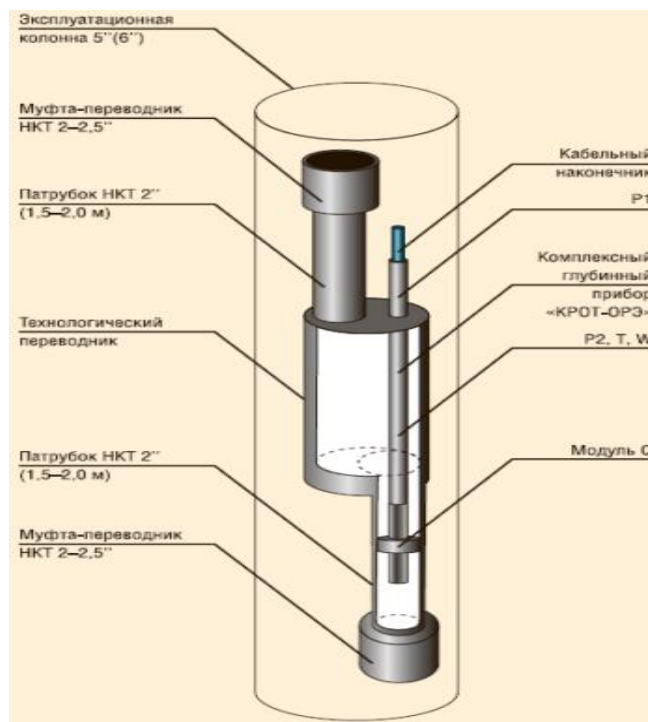


Рисунок 9 - Схема установки прибора КРОТ-ОРЭ в переводнике

По опыту применения на скважинах прибор встроенный расходомер работает недостаточно долго после установки, а влагомер и датчики давления показали хорошую эффективность в работоспособности в течении двух лет, но расходомер отказал.

Учитывая, что некоторые параметры по пластам не замерялись, сегодня уже можно сказать что мы можем получить всю необходимую информацию по пластам по выше перечисленным установкам. [4]

2.4 Установки ОРЭ с электропогружным (ЭЦН) и штанговым насосом (ШГН)

Еще одна разработка компании ПАО «ТАТНЕФТЬ» - это установка для ОРЭ с электропогружным (ЭЦН) и штанговым насосом (ШГН). Причиной разработки данной технологии заключается в скважинах дебиты пластов, которых превышают ШГН. По результатам существующих схем с кожухом на ЭЦН уже существовали, но кожух сделали только на ПЭД, и он закрывается на входном узле ЭЦН (рисунок 10).

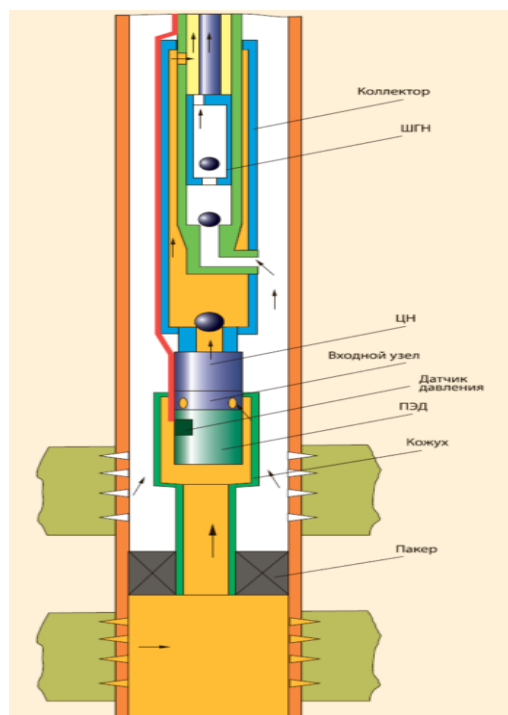


Рисунок 10 - Установка ОРЭ с электропогружным насосом

Данная установка хороша тем, что она не оставляет место для скопления газа если весь насос поместить в кожух, то выше входного узла скапливается газ, который при прорыве может сорвать подачу насоса.

Здесь газ проходит через входное устройство и выходит на поверхность. Продукция нижнего пласта через кожух попадает во входной узел и насосом перекачивается в колонну НКТ.

При применении данной установки нефть верхнего пласта поднимается с штанговым насосом и смешивается с нижним пластом, но это никак не задействует определению всех параметров работы пласта. В этом случае датчик ТМС, который встроен в двигатель дает возможность определять забойное давление у нижнего пласта. По динамическому уровню мы можем определить забойное давление верхнего пласта. Дебит и обводненность продукции определяется остановкой одного из насосов в процессе эксплуатации.

А также если по условиям эксплуатации продукция смешивается, то применяют установку с отдельным подъемом (рисунок 12) с каждого пласта. Тогда продукция верхнего пласта поднимается по полым штангам. Для того

чтобы не смешивать продукцию принято эксплуатировать продукцию из каждого пласта отдельно. Данный процесс необходим, когда пласты отличаются. Например, если нижний пласт девонский, а верхний пласт карбонатный с сероводородом. [4]

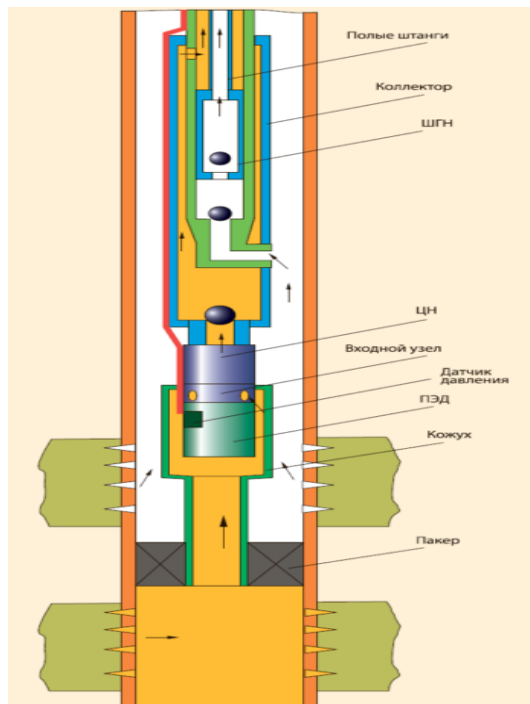


Рисунок 11 - Установка ОРЭ с электропогружным насосом и раздельным подъемом продукции

К дополнению еще одно достоинство данной установки позволила решить еще несколько задач.

Существуют скважины, оборудованные с ЭЦН, которые в свою очередь осуществляет добычу воды и перекачивает ее в соседнюю скважину для поддержания пластового давления. При этом ШГН одновременно добывает нефть из верхнего пласта.

Таким образом параллельный спуск колонн обеспечивает добычу нефти с штанговым насосом из верхнего пласта, а в нижний пласт закачивается вода для ППД с применением метода одновременно-раздельной закачки (рисунок 12). Данная схема с закачкой воды для ППД применяется на нагнетательные скважины, при этом вскрывая еще один пласт происходит добыча.

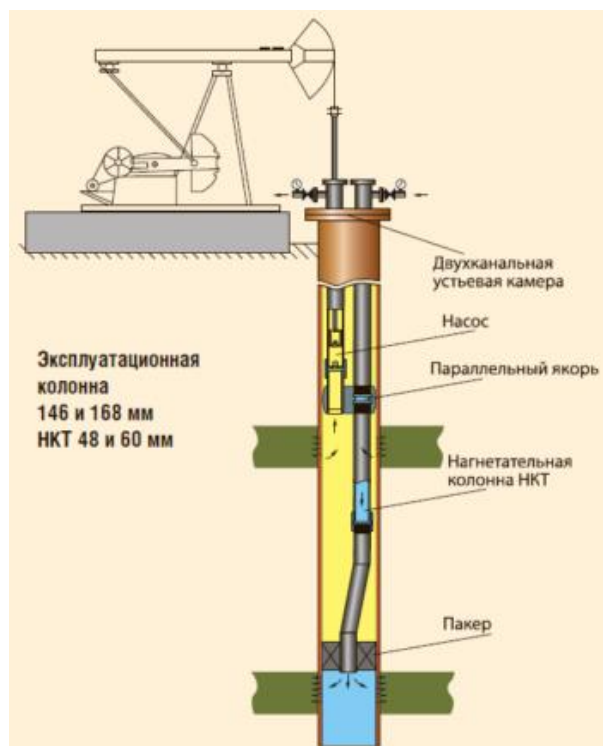


Рисунок 12 - Схема установки по одновременной закачке и добыче продукции из двух пластов

Установки разработаны для эксплуатационной колонны диаметром 146 и 168 мм.

Также данная схема установки обеспечивает всей необходимой информацией по параметрам пластов, включая обводненность, забойное давление и приемистость по одновременно-раздельной закачке. [10]

2.5 Современные схемы установок ОРЭ

Учитывая, результаты эффективности применения уже существующих установок ОРЭ специалисты компании продолжают совершенствовать и разрабатывать новые схемы ОРЭ с учетом требований геологов для отдельного подъема продукции с каждого пласта. И первая схема установки — это установка с дифференциальным насосом.

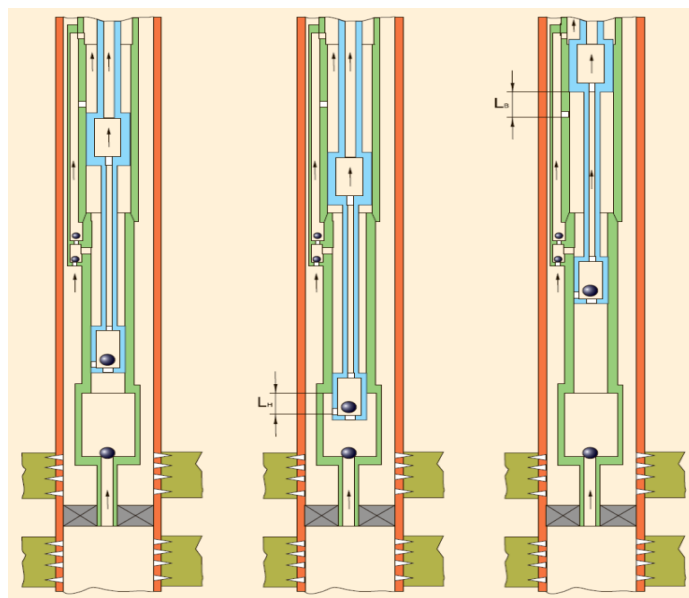


Рисунок 13 - Установка для ОРЭ с дифференциальным плунжером

Данная конструкция также пришла к идее совершенствования с 1960 года и включает в себя два цилиндра, различающийся по размерам диаметра, два плунжера, соединенные между собой. Добавились новые элементы такие как полые штанги для добычи продукции с насосом из нижнего пласта, а по колонне НКТ будет добываться продукция из верхнего пласта.

Если утверждать по опыту при работе двух спаренных насосов тяжело устанавливать дебиты между ними, так как после спуска насосов можно менять только общий дебит, а разница дебитов по пластам остается неизменным. И для этой задачи нашли решения. Для начала у нижнего плунжера просверлили отверстие, в случае если подвеска штанг опуститься ниже, то отверстие будет выходить за пределы нижнего цилиндра. Дебит нижнего пласта будет уменьшаться на величину, пропорциональную расстоянию “L” в нижней мертвой точке, что позволяет убавить дебит приблизительно до 30%.

Что касается верхней части насоса, то здесь, наоборот, боковые отверстия сделаны в цилиндре. И точно так же, если мы приподнимем подвеску штанг выше, чтобы верхний плунжер выходил за пределы верхнего

цилиндра, то будет опять величина “L”, на которую мы можем уменьшить дебит верхнего пласта.

Такие установки работают на сегодняшний день на четырех скважинах. Суммарная дополнительная добыча составила 2,9 тыс. тонн, средний прирост дебита на одну скважину — 4,4 т/сут. Но установка пока еще находится в разработке и не сдана приемочной комиссии.

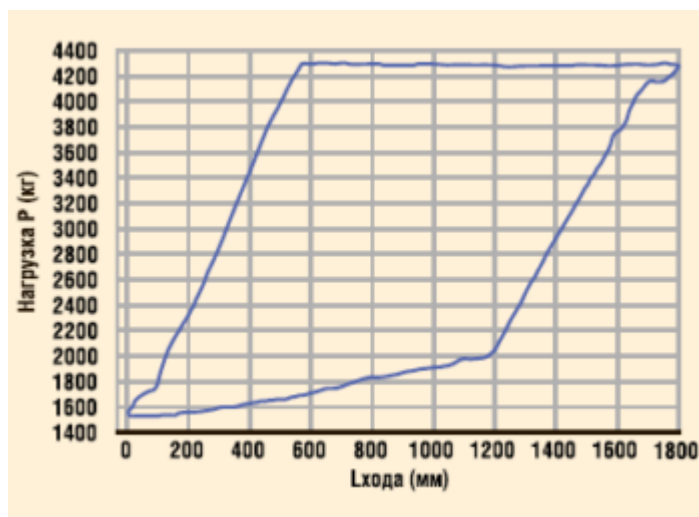


Рисунок 14 - Динамограмма по скважине № 2490 НГДУ «Елховнефть»

Динамограмма по скважине в данном случае неинформативна. Поскольку насосы работают одновременно, сложение двух нагрузок практически ничего не дает. Единственное, когда плунжер спускается, чтобы отверстия выходили, мы видим уменьшение нагрузки. То есть, в принципе, работу отверстий мы можем увидеть на динамограмме.

Следующая схема — это схема однолифтовая, но с разделительным поршнем, т.е. между основным всасывающим клапаном и боковым размещен просто «летающий», ничем не связанный, разделительный поршень с ограничением.

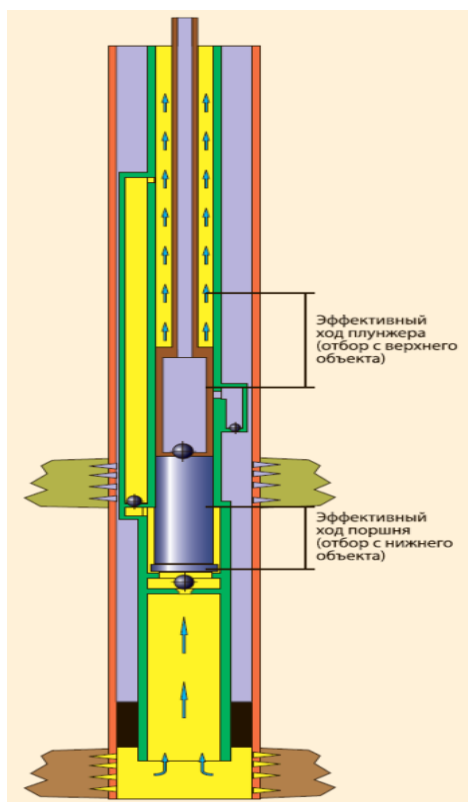


Рисунок 15 - Установка с разделительным поршнем и полыми штангами

Когда поршень поднимается в свою верхнюю мертвую точку, он упирается, а верхний его торец должен остановиться на уровне бокового всасывающего клапана.

Работает установка следующим образом: при движении вверх сначала в нижнюю полость засасывается продукция нижнего пласта. Далее разделяющий поршень останавливается, и начинает поступать продукция верхнего пласта до верхней мертвой точки. Когда поршень идет вниз, продукция верхнего пласта вытесняется через полые штанги, а потом плунжер упирается в разделительный поршень, и продукция нижнего пласта вытесняется в колонну НКТ.

Установка работает в двух скважинах. И, в целом, вполне успешно. Суммарная дополнительная добыча составила 937 тонн, средний прирост дебита на одну скважину — 3,2 т/сут., хотя поначалу сомневающихся было очень много. На одной из скважин установка работает уже почти год.

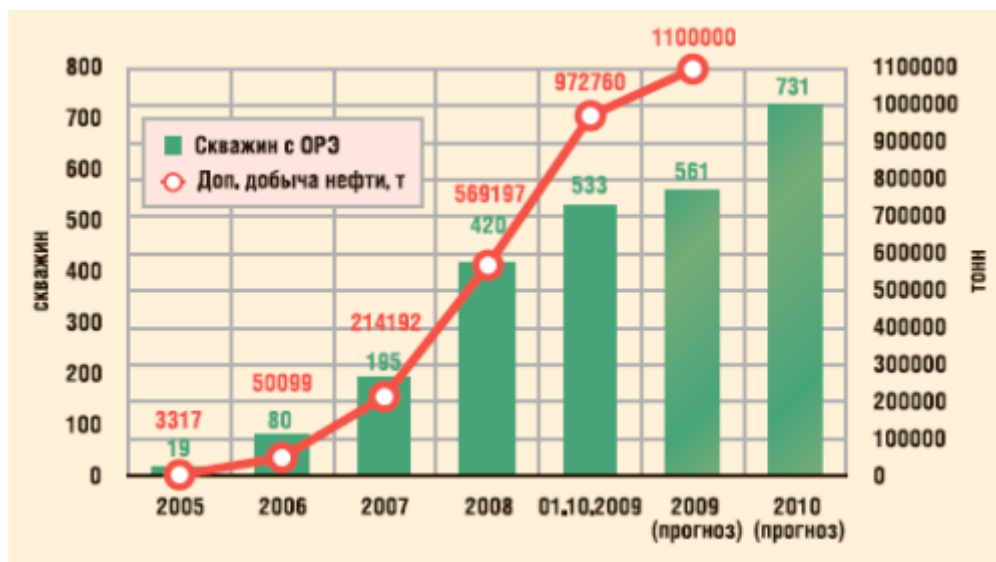


Рисунок 16 - Динамика фонда скважин с ОРЭ и накопленной дополнительной добычи нефти по ОАО «Татнефть»

Динамограммы по этим скважинам очень информативны.

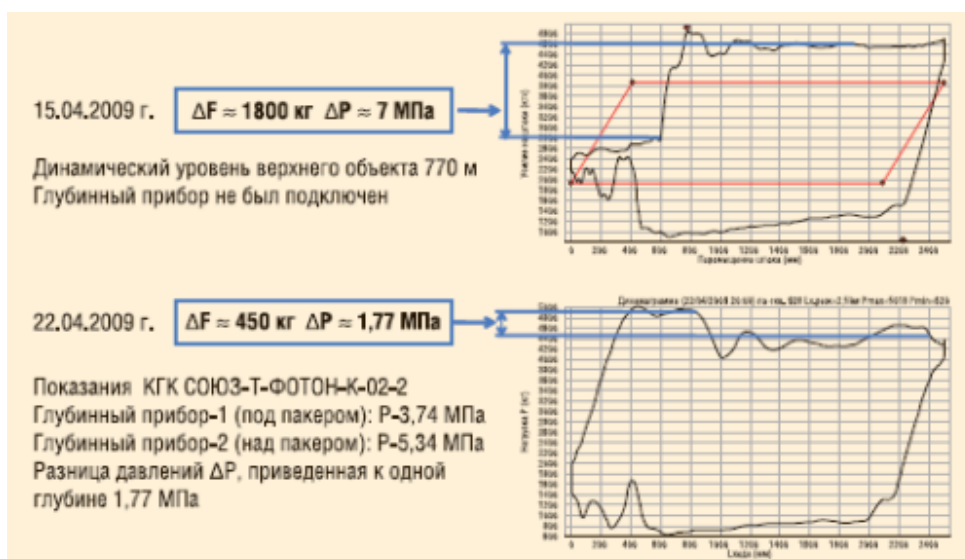


Рисунок 17 - Динамограммы работы установки, скв. № 928 НГДУ «Бавлынефть»

Верхняя часть этой динамограммы снята при запуске насоса, когда забойное давление было у верхнего пласта ниже, чем у нижнего, — разница по забойному давлению была большая.

Нижняя динамограмма снималась уже при установившейся работе, в связи с чем она похожа на динамограмму обычной однолифтовой установки. Здесь забойное давление у нижнего пласта меньше, чем у верхнего, поэтому

динамограмма дает после дохождения до бокового клапана снижение нагрузки.

По динамограмме можно также вычислить забойные давления. Обе установки были снабжены приборами «Фотон» компании «АлойлСервис», и расчетные результаты близко сходились с измеренными.

Данная установка еще не принята для оборудования скважин. Это новейшая схема установки, которую разработали, но не приняли комиссией компании. Однако в дальнейшем данная установка может показать лучшие показатели в работе при сравнении с однолифтовой установки. [4]

3 ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 Опыт реализации одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Тевлинско-Русскинском месторождении

Планируемый объем внедрения ОРЭ и дебиты жидкости в скважинах по пластам приводит таблица 2.

Внедрение способа эксплуатации ОРЭ на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» позволило добиться основной цели - прироста дебитов нефти по скважинам.

Таблица 2 - Средние дебиты добывающих скважин, предлагаемых для ОРЭ

Количество скважин оборудованных ОРЭ	Год ввода ОРД	Средний дебит жидкости/нефти, т/сут	
БС10 ²⁻³ +БСп			
		БС10 ²⁻³	БС11
2	2018	35,1/11,7	31,7/8,7
ЮС1+ЮС2			
6	2025	32,9/10,3	22,4/8,2
4	2030	33,4/9,6	20,9/6,3

На Тевлинско-Русскинском месторождении в настоящее время реализуется ОРЭ по схеме, ЭЦН-ЭЦН с использованием компоновки УОРЭП-ЭЦН. Данная компоновка показала свою работоспособность в ходе проведенных опытно-промысловых испытаний. В перспективе, исходя из условий притока в скважину, геолого-физических характеристик пластов, для ОРЭ потребуются схемы ЭЦН-ЭЦН. Для реализации ОРД по схеме ЭЦН-ЭЦН предлагается компоновка УОРЭП-ЭЦН.

Для проведения ОПИ предлагается компоновка 1ПРОК-ОРЭ с двумя электроклапанами УЭЦН производства НПФ «Пакер» (рисунок 9). Данная компоновка позволяет проводить эксплуатацию двух разобщенных объектов

одним насосом УЭЦН с возможностью создания индивидуальных забойных давлений, позволяет производить индивидуальный замер по объектам.

Применение компоновки позволяет:

- производить подключение, отключение нижнего или верхнего пласта, управление клапаном через ТМС с устья скважины;
 - производить штуцирование верхнего и нижнего пласта;
 - производить прямые отдельные замеры дебита жидкости, обводненности верхнего и нижнего пласта:
 - создавать индивидуальные забойные давления на каждый пласт одним УЭЦН;
 - производить замер $R_{зб}$, $R_{пл}$ каждого разобщенного, пласта отдельно, с выводом информации в режиме реального времени;
 - производить ревизию УЭЦН без подъема пакерного оборудования;
 - узлы безопасности позволяют производить поэлементное извлечение компоновки в случае прихвата нижерасположенного оборудования.
- Исходя из условий притока, в скважинах, предлагаемых для ОРЭ, потребуются схемы с ШГН. Для проведения ОПИ предлагается схема однопакерной компоновки 1ПРОК ОРЭ с электроклапаном для УШГН производства НПФ «Пакер». Применение компоновки позволяет:
- производить подключение, отключение нижнего пласта (управление клапаном со станции управления);
 - проводить отдельные замеры дебита жидкости верхнего пласта, нижнего пересчетом;
 - производить замер $N_{дин.}$, $N_{ст}$, ($R_{зб}$, $R_{пл}$) по верхнему пласту стандартными методами (датчики давления электроклапана, эхолот) в момент закрытия клапана:
 - производить замер $R_{зб.}$, $R_{пл}$ отключаемого пласта (нижний) по датчику давления в клапане;

- частотным преобразователем регулировать забойное давление;
- эксплуатация двух объектов с одним УШГН;
- не поднимая пакера производить подъем ШГН для ревизии;
- узлы безопасности позволяют произвести поэлементное извлечение компоновки в случае прихвата ниже расположенного оборудования.

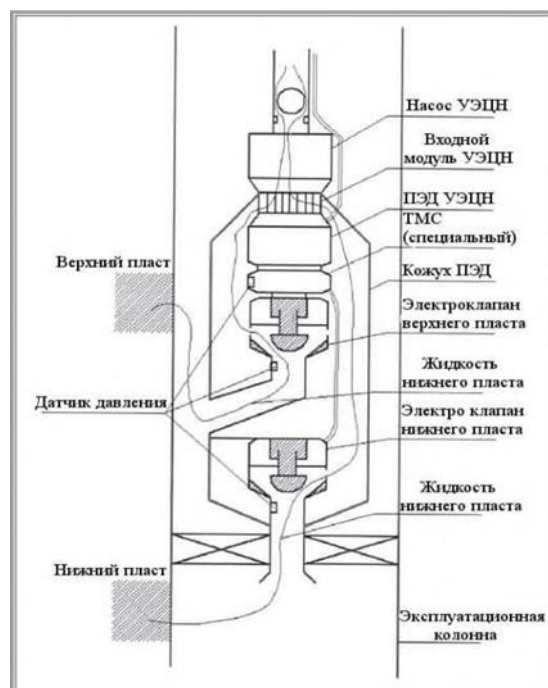


Рисунок 18 - Схема компоновки 1ПРОК-ОРЭ с двумя электроклапанами УЭЦН

Комплект поставки НПФ «Пакер»:

- комплект пакерно-клапанного оборудования, геофизический клапан;
- станция управления ШГН с ЧРЭП. Комплект поставки НПФ «Пакер»:
- комплект пакерно-клапанного оборудования, геофизический клапан;
- станция управления ШГН с ЧРЭП.
- Компоновка спроектирована для обсадных колонн диаметром от 140 мм.

Принципиальная схема компоновки 1ПРОК ОРЭ с электроклапаном для УШГН приводит рисунок 19.

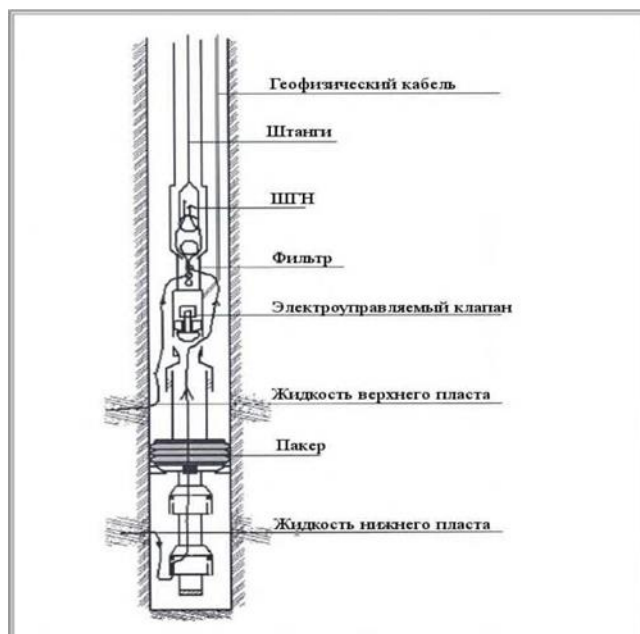


Рисунок 19 - Схема компоновки 1ПРОК ОРЭ с электроклапаном для УШГН

По результатам внедрения специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ - Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени разработано и утверждено «Руководство по подбору скважин кандидатов для внедрения УОРЭП-ЭЦН для двух пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Критерии применения схемы ОРД УОРЭП-ЭЦН

Расстояние между вскрытым и планируемым для вскрытия объектами не менее 10 метров.

В данной схеме одновременно-раздельной эксплуатации используются только УЭЦН. Поэтому для оптимальной работы и снижения рисков отказа оборудования в скважине, рекомендуемый дебит жидкости по нижнему объекту должен быть не менее 15 м³ /сут (минимально допустимая производительность УЭЦН-25 производства ОАО «АЛНАС»).

Диаметр эксплуатационной колонны должен быть не менее 146 мм.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечивать свободное прохождение по стволу скважины пакера и насосной установки с

учетом проложенных по наружной части корпуса установки кабельных и путевых трубопроводов (применение пластырей и временных колонн может сделать невозможным спуск пакера).

Эксплуатационная колонна должна быть герметична и технически исправна.

Разделы между продуктивными горизонтами должны обеспечивать герметичное их разобщение при раздельной эксплуатации.

В интервале размещения насосной установки не должен допускаться изгиб насоса. При выборе интервала спуска УОРЭП-ЭЦН необходимо руководствоваться «Методикой определения допустимой кривизны ствола скважины в интервале подвески ЭЦН», введенной приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» № 29 от 05.04.2000 г.

Верхний объект имеет предпочтительные добычные характеристики (при совместной эксплуатации «придавливает» нижний пласт). Показателем является расчетный по забойному давлению динамический уровень при раздельной эксплуатации:

$$H_{дин1} < H_{дин2} \quad (1)$$

где $H_{дин1}$ - расстояние от устья скважины до уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве для верхнего пласта; $H_{дин2}$ - расстояние от устья скважины до уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве для нижнего пласта.

Динамический уровень не должен быть ниже 400 м (или не менее 4 МПа на приеме по показаниям ТМС) над приемом верхнего насоса и давление на приеме нижнего насоса должно быть не менее 4 МПа, при этом забойное давление не должно быть ниже давления насыщения более чем на 25 % для каждого пласта соответственно. [8]

Разница забойных давлений между разделяемыми объектами не должна превышать допустимой для пакера. Расчётное газосодержание на приеме нижнего насоса не более 25 %.

По нижнему объекту отсутствие осложнений в процессе эксплуатации (солеотложения, АСПО, гидратообразования и т. д.) ввиду невозможности проведения профилактических мероприятий.

В скважинах с высоким содержанием свободного газа на приеме насоса в компоновке ОРЭ УОРЭП-ЭЦН необходимо предусмотреть установку газосепараторов, диспергаторов.

3.2 Опыт применения одновременно-раздельной эксплуатации на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз»

На месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» опыт применения ОРЭ нескольких пластов внедрен с 2012 года на Нивагальском, Урьевском, Поточном, Лас-Еганском и Локосовском месторождениях. На 2014 год 23 скважины оснащены оборудованием для одновременно-раздельной эксплуатации. В качестве базовых объектов (пласты, к которым подключают другие продуктивные горизонты для ОРЭ) использованы пласты ЮВ1, Ач, БВ6, БВ8, БВ10, в качестве подключаемого объекта, в основном, вышележащий объект АВ1-2, исключение - ЮВ1 на Поточном месторождении.

По сравнению с предыдущим годом в 2013 году выполнено на 1 скважино-операцию больше, однако дополнительная добыча нефти сократилась на 68 % (-9,5 тыс.т), удельный дебит нефти снизился на 82 %.

Снижение показателей эффективности по ОРЭ в 2013 году в большей степени связано с мероприятиями, выполненными на Нивагальском и Урьевском месторождениях, где удельная эффективность от ОРЭ снизилась на 83 % (-18,6 т/сут) и 99 % (-21,4 т/сут) соответственно.

Подобная тенденция обусловлена тем, что в 2013 году одновременно-раздельная эксплуатация реализована на скважинах с более высокими базовыми дебитами относительно скважин ОРЭ 2012 года и относительно планируемых дебитов по подключаемым объектам. Поэтому на фоне

снижающихся после ОРЭ базовых показателей и низкой эффективности по подключаемым объектам суммарная эффективность по ОРЭ в целом по месторождениям снизилась, а по отдельным скважинам даже отрицательная.

К тому же, более чем у половины скважин наблюдается быстрое падение дебитов нефти и жидкости после ОРЭ в течение года, что объясняет уменьшение удельной эффективности 2013 года (2,9 т/сут) относительно предыдущего (15,8 т/сут). [9]

В данной работе эффективность мероприятий одновременно-раздельной эксплуатации рассмотрена относительно геологических характеристик базового и подключаемого объектов. В результате анализа геолого-физических характеристик пласта сделан вывод, что эффект от применения технологий ОРЭ в значительной мере зависит от проницаемостей совместно разрабатываемых пластов.

Для начала скважины разделили по ФЭС. Одна часть скважин была с равными показателями по ФЭС, а у другой значительно было ниже.

Затем сравнили на сколько были потери при добыче продукции в период одного года по ФЭС данным.

Сравнив данные по скважинам, наблюдали следующие изменения:

У первой группы скважин (у которых равные показатели ФЭС) постепенно снижалась добыча в течении года. Но добыча увеличилась после применения ОРЭ, чем у обычной эксплуатации. Данная ситуация в обоих случаях с одинаковыми потерями добычи показывает нам различие в процессе обводнения по применимым объектам. Также это может происходить из-за не правильного заданного забойного давления, так как установка забойного давления для применимого объекта с равными показателями ФЭС привило бы к прорыву пластовой воды по проницаемым пропласткам.

У второй части скважин (у которых показатели ФЭС были ниже) также снижалась добыча в течении года, но увеличилась после применения ОРЭ. В данном случае при идентичных показателях добычи жидкости происходит

изменение процесса обводнения на обычном и на применимых объектах. Тут депрессия по обычной эксплуатации достаточно хорошо помогает дебиту жидкости по применимому объекту второй части скважин с низкими показателями ФЭС, которая преимущественно дает равномерный темп отбора запасов и обводнение на технологическом режиме.

Анализируя данные можно сделать вывод, что применения скважин (у которых показатели ФЭС были ниже), чем у обычной эксплуатации процесс эксплуатации месторождения будет продуктивной и результативной, так как темп отбора и текущая нефтеотдача идентична.

Для выявления зависимости ОРЭ от проницаемости и для того, чтобы найти оптимальную кратность проницаемости между пластами, была проведена исследовательская работа. Смоделирована гидродинамическая модель, состоящая из двух пластов, разделенных глинистой перемычкой, включающих 8 добывающих и 1 нагнетательную скважины. Расчеты проводились при совместной эксплуатации скважин единым фильтром и при одновременно-раздельной эксплуатации.

Граничные условия остановки прогнозных расчетов при дебите нефти 0,1 т/сут и обводненности больше 98 %.

Было выбрано 4 варианта разработки пластов: 1 – кратность проницаемости между объектами 1/3 мД; 2 – кратность проницаемости между объектами 1/10 мД; 3 – кратность проницаемости между объектами 1/22 мД; 4 – кратность проницаемости между объектами 1/63 мД.

По результатам гидродинамического моделирования были оценены динамика добычи, темп отбора от НИЗ, прирост конечного КИН и другие показатели по каждому из вариантов, как по совместной разработке, так и при одновременно-раздельной эксплуатации для того, чтобы сравнить, при какой разнице проницаемостей возможна рентабельная разработка.

Полученные данные (311 тыс. м³ нефти в течении 26 лет, НИЗ 95,8 %, КИН 0,334) при эксплуатации скважин единым фильтром показывают, что при кратности 1/3 проницаемости является более благоприятным.

Полученные данные при одновременно-раздельной эксплуатации скважин при такой же кратности проницаемости показывают высокие показатели, но недостаточны чем у скважин, которые эксплуатируются единым фильтром.

Мы получили 2 итоговые кривые, характеризующие эффективность ОРЭ:

1. прирост максимальных темпов отборов от НИЗ в зависимости от кратности проницаемости по сравнению с разработкой пластов единым фильтром (рисунок 20);

2. зависимость прироста конечного КИН от кратности проницаемости при применении ОРЭ (рисунок 21).

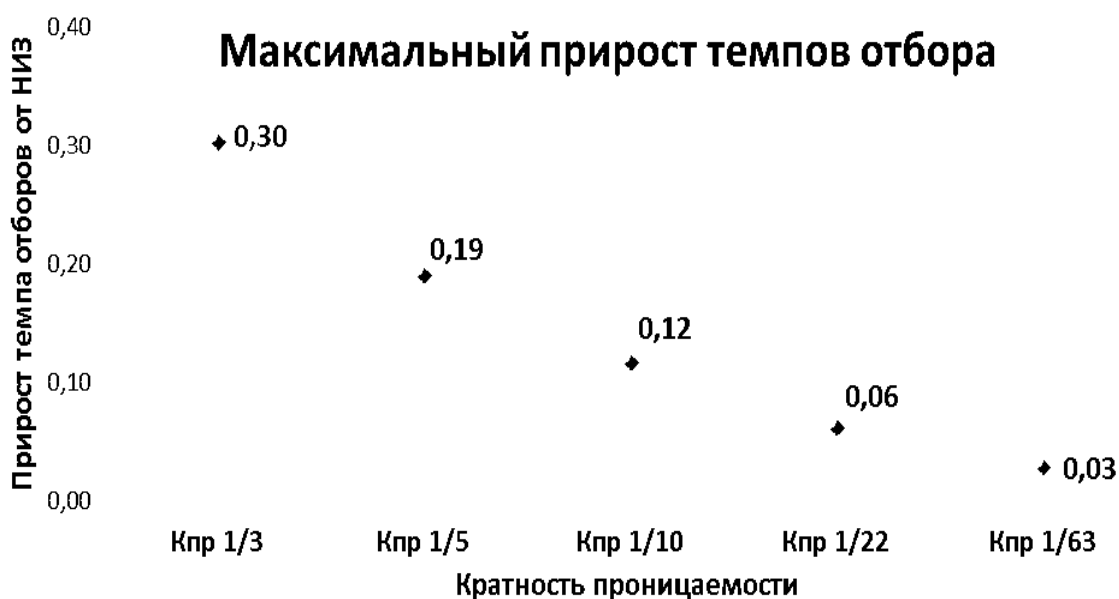


Рисунок 20 - Зависимость прироста максимальных темпов отбора от НИЗ от кратности проницаемостей на первый взгляд эти графики имеют противоречивые выводы

Анализируя две зависимости рентабельного применения ОРЭ можно утверждать, что по первому графику снижение кратности проницаемости будет рентабельной (рисунок 20), а по второй зависимости наоборот (рисунок

21). Это обуславливается с тем что первая зависимость показывает нам работу с установками ОРЭ в течении одного года, а другая оценку эффективности разработки с полной выработкой запасов нефти и для принятия решения между двумя зависимостями процесса эксплуатации в течении года и оценкой разработки с полной выработкой запасов на все последующие годы необходимо исходить от миссии разработки для получения выгоды.

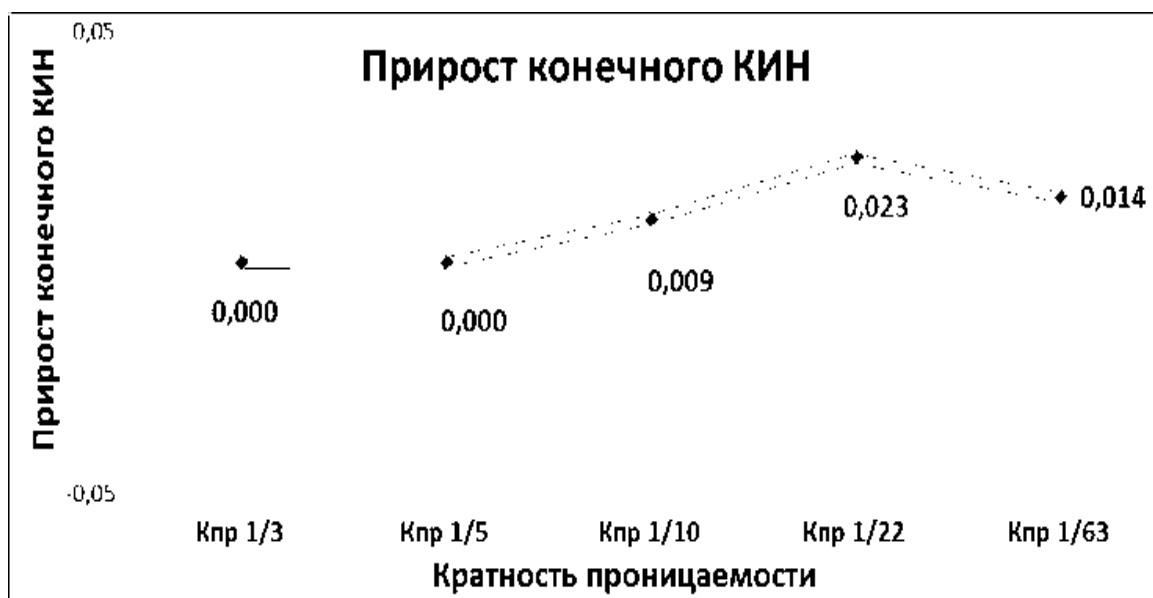


Рисунок 21 - Зависимость прирост конечного КИН от кратности Проницаемостей

Исходя из зависимостей от проницаемости, мы можем наблюдать эффективность ОРЭ в каждом случае, так как при разнице проницаемостей есть возможность увеличить финальный КИН, а также текущую нефтеотдачу.

Также зависимость проницаемости от выработки запасов нефти показывает нам непредсказуемые результаты, так как до разработки гидродинамической модели мы брали проницаемость с увеличением для поиска рентабельности внедрения ОРЭ. Однако анализируя расчетные данные, мы заметили точку уклона, который показывал нам снижения рентабельности ОРЭ, а если вернуться нашим расчетным данным, то при кратности 1/20 внедрение технологии ОРЭ лучше, а при повышении кратности проницаемости наоборот становится хуже.

В итоге данного опыта применения технологии ОРЭ с учетом взятых данных можно утверждать, что проницаемость играют важную роль при эксплуатации и разработки месторождений.

К дополнению при увеличении проницаемости внедрение ОРЭ рентабельна, но результат расчётов показывает нам совсем другую картину.

Пласты эксплуатируют с разной мощностью, когда имеют различные свойства по проницаемости, сперва один из пластов эксплуатирует лучше, а после его освоения начинает другой. В таком раскладе ОРЭ скважин ухудшает свою надежность и показатели. В связи с этим будет рентабельно, если внедрять ОРЭ для скважин на недлительные сроки для сохранения полного прироста, а также сперва лучше эксплуатировать низкопроницаемый пласт с ОРЭ на недлительном сроке, а затем перевести скважину на вышележащий горизонт.

Точка уклона, которую определили ранее является эффективным решением внедрения технологии ОРЭ и переводом скважин на вышележащий горизонт, а также наилучшим оправданным решением применения ОРЭ будет кратность проницаемости 1/22 будет.

Увеличение дебита нефти достигнут при показателях проницаемости 8-19. Ожидаемые экономические показатели не получить при максимальной разнице свойств проницаемости. Практические данные примерно близки, полученные при гидродинамических расчетах.

Такие выводы сделаны на 01.02.2014 по исследовательской работе.

3.3 Общие выводы по опыту внедрения ОРЭ скважин на месторождениях

По итогу данной главы можно сделать следующие выводы.

При использовании ОРЭ скважин на Тевлинско-Русскинском месторождении эффективно применять механизированный способ (ЭЦН+ШГН) добычи и для этого применяют компоновку производства НПФ

«Пакер» УОРЭП- ЭЦН. Компоновку 1ПРОК-ОРЭ с двумя электроклапанами УЭЦН лучше применить для опытно-промышленных работ, а компоновку 1ПРОК-ОРЭ с электроклапаном УШГН для опытно-промышленных работ в скважинах с низким дебитом.

По результатам обзора применение ОРЭ в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» не показала достаточного прироста дебита по пластам, но при кратности проницаемости больше 1/20 эффективно применять технологию ОРЭ, а затем вырабатывать низкопроницаемый пласт возвратный фонд. Помимо этого, кратность проницаемостей до 5 не позволяет увеличить КИН при внедрении ОРЭ для двух пластов, но наблюдается увеличение текущей добычи. К тому же увеличивается добыча первые годы и это показывает нам эффективность применения ОРЭ по экономическим показателям, также не препятствует на конечную выработку запасов. Но важно учитывать недостаток, если будет наблюдаться большая разница кратности проницаемостей, то такого эффекта невозможно получить.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Аманов Азатнияз

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

*Стоимость ресурсов научного исследования (НИ):
материально-технических, энергетических,
финансовых, информационных и человеческих*

Состав затрат:

- Амортизационные отчисления –
 - 19613,93 руб.
 - Затраты на материалы 1952580 руб.
 - Оплата труда 258080,6 руб.
 - Отчисления во внебюджетные фонды 80521,13руб.
 - Накладные расходы 462159,132руб.
- Всего затрат: 2772954,79 руб.*

Нормы и нормативы расходования ресурсов

*Северный коэффициент – 50%
Районный коэффициент – 70%
Всего надбавок: 140235,6 руб.*

Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

*Прирост суммы налоговых выплат за первый год: 648457,05.
Налог на прибыль (20%) 164317433,32
Общая сумма отчислений во внебюджетные фонды: 80521,1316 руб.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН Определение затрат на проведение мероприятия</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет показателей экономической эффективности мероприятия</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Анализ чувствительности NPV	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Аманов Азатнияз		

4 ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед. $\Delta Q_{(q)} = 11,9 \cdot 365 \cdot 31 \cdot 0,91 = 122530,14$ т.

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (2)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т.

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб. (по данным сайта <https://nefturals.ru/> по состоянию на 22.22.2023 текущая стоимость российской нефти ориентировочно 75,17 долларов за баррель. Учитывая, что 1 баррель = 136,4 кг (7,33 барреля = 1 тонна), курс ЦБ РФ на 23.03.2021 составляет 1 долл = 79,91 руб. получаем: Цена 1 тонны нефти (ЮРАЛС) = $75,17 \cdot 79,91 \cdot 7,33 = 44030,1$ руб.);

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\text{ДПТ} = 122530,14 \cdot 44030,1 / 5099 = 1058053,41 \text{ руб./чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = \frac{\Delta Q \cdot \Pi_{\text{н}}}{\Phi_{\text{опф}}}, \quad (3)$$

где $\Delta \Phi_{\text{отд}}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{\text{опф}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\text{ДФотд} = 122530,14 \cdot 44030,1 / 6865000000 = 0,78 \text{ руб./руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (4)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 10404400 \cdot 2502,4 (100 - 66) / 100 = 8852229990 \text{ руб.}$$

$$\Delta C = 8852229990 \cdot (1/10404400 - 1/(10404400 + 122530,14)) = 9,90 \text{ руб./т}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (\Pi_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (6)$$

где $\Delta \Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$ДПрп = 122530,14 * (28472,32 - (2502,4 - 9,90)) = 3183311511 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta П_{ч} = \Delta П_{рп} - Н_{пр}, \quad (7)$$

где $Н_{пр}$ – величина налога на прибыль, руб. (согласно п. 1 ст. 284 Налогового Кодекса РФ ставка налога на прибыль составляет 20 %).

$$ДПч = 3183311511 - 20/100 * 3183311511 = 2546649209 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2546649,2 тыс.руб [11].

4.1.2 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН М-30-1300 повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 30 м/сут. После данного мероприятия получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на малodeбетных скважинах. За счет этого получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малodeбетных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения.

Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния скважины, спуск и установка пакера с проходным отверстием на колонне НКТ либо с использованием канатной техники, на втором этапе производятся монтаж и спуск нижней УЭЦН (в кожухе) и верхней УЭЦН (на разветвителе Y-Tool) на внешней колонне НКТ. На финальном этапе спускается внутренняя колонна

НКТ с нижней уплотнительной манжетой, за счет чего достигается герметичное разобщение продукции верхнего и нижнего продуктивного интервала в разветвителе Y-Tool.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е28» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 3 [12].

Таблица 3 - Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	2
Монтаж и спуск нижней УЭЦН	15
Монтаж и спуск верхней УЭЦН	10
Спуск внутренней колонны НКТ	4
Итого:	49

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 49 ч.

Таблица 4 - Диаграмма Ганта

№	Исполнители	Длительность	часы работы				
			1-10	11-20	21-30	31-40	41-49
1	Мастер	Подготовительные работы					
2	Бурильщик	Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину					
3	Машинист	Монтаж и спуск нижней УЭЦН					
4	Помощник бур.	Монтаж и спуск верхней УЭЦН					
5	Супервайзер	Спуск внутренней колонны НКТ					
6	Геофизик						
		Технолог					
		Мастер					
		Бурильщик					
		Машинист					
		Помощник бур.					
		Супервайзер					
		Геофизик					

4.2 Бюджет разработки

4.2.1 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в

установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 5 - Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЭЦН 30-1300	24570000	13,5	3316950	378,65	1	49	18553,7158
Гидрозащита	1300000	9	117000	13,36	1	49	654,452055
Кабель погружной	260000	11,3	29380	3,35	1	49	164,340183
Газосепаратор	195000	10	19500	2,23	1	49	109,075342
Термоманометр ич. система	91000	8	7280	0,83	1	49	40,7214612
Трансформатор	156000	10,5	16380	1,87	3	49	91,6232877
Итого	19613, 9281руб.						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 19613,93 руб.

4.2.2 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия подрядной организацией Х приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания Х		
		Количество, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 60мм	40	48750	1950000
2	Кабель	2500 м	104	2580
Итого:				1952580

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 1952580 руб.

4.2.3 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 7 - Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг.Х					
			Организация Х		Организация.Х	Организация.Х	Организация.Х
Технолог	8	1	455	49	22295	26531,05	48826,05
Мастер	7	1	390	49	19110	22740,9	41850,9
Бурильщик	5	1	325	49	15925	18950,75	34875,75
Машинист	3	1	234	49	11466	13644,54	25110,54
Помощник бур.	3	1	260	49	12740	15160,6	27900,6
Супервайзер	5	1	520	49	25480	30321,2	55801,2
Геофизик	4	1	221	49	10829	12886,51	23715,51
Итого		7			117845	140235,6	258080,6

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией Х составят 258080,6 руб.

4.2.4 Затраты на внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 5.7 -5.8.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 8 - Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	48826,05	41850,9	34875,75	25110,54	27900,6	55801,2	23715,51
ФСС (2,9%)	1415,9555	1213,676	1011,397	728,2057	809,1174	1618,235	687,7498
ФОМС (5,1%)	2490,1286	2134,396	1778,663	1280,638	1422,931	2845,861	1209,491
ПФР (22%)	10741,731	9207,198	7672,665	5524,319	6138,132	12276,26	5217,412
Страхов. от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	585,9126	502,2108	418,509	301,3265	334,8072	669,6144	284,5861
Всего, руб.	15233,728	13057,48	10881,23	7834,488	8704,987	17409,97	7399,24
Общая сумма, руб.	80521,1316						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 80521,13 руб.

4.2.5 Затраты на проведение мероприятия

На основании исследований определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 9).

Таблица 9 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	19613,93
Затраты на материалы	1952580
Оплата труда	258080,6
Отчисления во внебюджетные фонды	80521,13
Накладные расходы (20%)	462159,132
Всего затрат:	2772954,792

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 2772954,79 руб.

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (Q1).

Объём дополнительно добытой нефти – 122530,14 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

4.3 Оценка эффективности проекта

Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (Q1).

Объём дополнительно добытой нефти – 122530,14 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, \quad (8)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}) = 11,9 - (11,9 \cdot 0,75) = 2,975 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}) = 2,975 - (2,975 \cdot 0,75) = 0,744 \text{ т/сут}$$

$$\Delta Q_2 = 2,975 \cdot 365 \cdot 31 \cdot 0,91 = 30632,53 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_3 = 0,744 \cdot 365 \cdot 31 \cdot 0,91 = 7658,13 \text{ т.}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (9)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 122530,14 \cdot 28472,32 = 3488717477 \text{ руб.}$$

$$\Delta B2 = 30632,53 \cdot 28472,32 = 872179369,2 \text{ руб.}$$

$$\Delta B3 = 7658,13 \cdot 28472,32 = 218044842,3 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (10)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \text{Ду/пер} / 100, \quad (11)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

Ду/пер – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 122530,14 \cdot 2502,4 \cdot 66 / 100 = 202368810,48 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 30632,53 \cdot 2502,4 \cdot 66 / 101 = 50592202,62 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 7658,13 \cdot 2502,4 \cdot 66 / 102 = 12648050,66 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (12)$$

где $C_{\text{им}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1421400 \cdot 31 = 44063400 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год, составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 202368810,48 + 44063400 = 246432210,48 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 50592202,62 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 12648050,66 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (13)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 1} = 3488717477 - 246432210,48 = 3242285266,32 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2} = 872179369,20 - 50592202,62 = 821587166,58 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3} = 218044842,30 - 12648050,66 = 205396791,64 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (14)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta N_{\text{пр } 1} = 3242285266,32 \cdot 20 / 100 = 648457053,26 \text{ руб.}$$

$$\Delta N_{\text{пр } 2} = 821587166,58 \cdot 20 / 100 = 164317433,32 \text{ руб.}$$

$$\Delta N_{\text{пр } 3} = 205396791,64 \cdot 20 / 100 = 41079358,33 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - N_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} - N_t. \quad (15)$$

$$\Delta ДП_1 = 3242285266,32 - 648457053,26 = 2593828213,06 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 821587166,58 - 164317433,32 = 657269733,26 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 205396791,64 - 41079358,33 = 164317433,32 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t. \quad (16)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2593828213,06 - 1421400 = 2592406813,06 \text{ руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 657269733,26 \text{ руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 164317433,32 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \Delta ПДН_t, \quad (17)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2593828213,06$$

$$НПДН_{1-2} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 2592406813,06 + 657269733,26 = 3249676546,32 \text{ руб.}$$

$$НПДН_{1-3} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 3249676546,32 + 164317433,32 = 3413993979,64 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \Delta \text{ДП}_t / (1 + i)^t, \quad (18)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 2592406813,06 / (1 + 15/100)^1 = 2254266793,96 \text{ руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = 657269733,26 / (1 + 15/100)^2 = 496990346,51 \text{ руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = 164317433,32 / (1 + 15/100)^3 = 108041379,68 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \Delta \text{ДПДН}_t, \quad (19)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 2254266793,96 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 2254266793,96 + 496990346,51 = 2751257140,47 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2751257140,47 + 108041379,68 = 2859298520,15 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представить в виде таблицы [13].

Таблица 10 - Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	122,53	30,63	7,66
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3488717,48	872179,37	218044,84
Текущие затраты, тыс. руб.	202368,81	50592,20	12648,05
Прирост прибыли, тыс. руб.	3286348,67	821587,17	205396,79
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	648457,05	164317,43	41079,36
Денежный поток, тыс. руб.	2593828,21	657269,73	164317,43
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2593828,21	657269,73	164317,43
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2593828,21	3251097,95	3415415,38
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2254266,79	496990,35	108041,38
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2254266,79	2751257,14	2859298,52

4.4 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Проводим анализ чувствительности ЧТС проекта к возможным изменениям. Результаты анализа приведены в таблице 10.

Таким образом, наиболее чувствительным ЧТС проекта является к изменению объема добычи нефти. Наименьшее изменение ЧТС наблюдается при изменении величины капитальных затрат. Изменение эксплуатационных затрат также несущественно влияет на изменение ЧТС проекта.

Таблица 11 - Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс.р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	2859298,52	2281061,06	-578237,46	-20,22	-1,011	1
Увеличение капитальных вложений на 20%	2859298,52	2852920,76	-6377,76	-0,22	-0,011	3
Увеличение текущих затрат на 20%	2859298,52	2823691,46	-35607,06	-1,25	-0,062	2

	-20%	0	20%
Объем добычи	-1,011	0	1,011
Капитальные затраты	0,011	0	-0,011
Эксплуатационные затраты	0,062	0	-0,062

Результаты анализа чувствительности отразим графически.

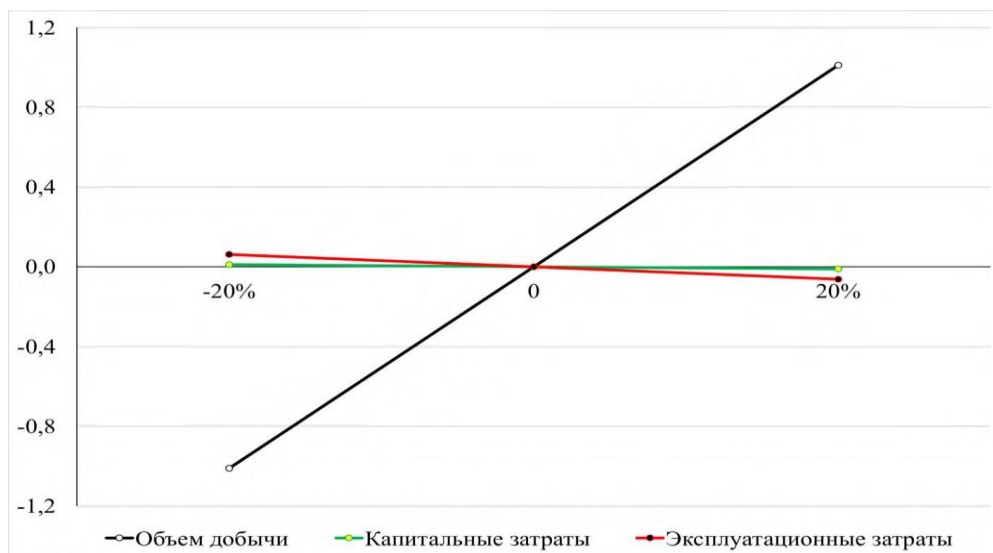


Рисунок 22 - Анализ чувствительности NPV

Таким образом, реализация инновационного мероприятия приведет к росту добычи нефти на 122530,14 тонн в первый год. Это вызовет рост производительности труда на 684196,41 руб./чел. и фондоотдачи на 0,51 руб./руб.

Снижение себестоимости после реализации мероприятия составит 9,9 руб./т., что, несмотря на дальнейшее сокращение объемов добычи нефти приведет к росту чистой прибыли – в первом году рост финансового результата составит 2546649209 руб.

Поток денежной наличности будет снижаться вследствие сокращения объемов добычи нефти с 2592406,8 тыс.руб. в 1 году до 164317,4 тыс.руб. Общая величина накопленного денежного потока составит за 3 года 3415,4 млн.руб., а дисконтированного денежного потока 2859,2 млн. руб.

Реализация проекта генерирует дополнительный поток налогов в размере 853,85 тыс.руб.

Анализ чувствительности результатов проекта к изменению ключевых факторов показал, что наибольшее влияние на ЧТС проекта имеет объем добычи нефти, при изменении которого на +/- 20 % ЧТС проекта меняется на +/-1,011 %. Менее значительным является влияние изменение эксплуатационных затрат, изменение которых на 20 % вызывает 100

противоположное по направлению изменение ЧТС на 0,62 %. Наименее значительным является влияние изменения капитальных затрат – их изменение на 20 % влечет за собой лишь 0,011 %-е изменение ЧТС проекта.

Таким образом, проект является устойчивым к изменению ключевых факторов и сохраняет свою инвестиционную привлекательность и эффективность при значительном изменении этих факторов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Аманов Азатнияз

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ОП/ОПОП	21.03.01 Нефтегазовое дело Разработка эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА И ЕГО СОСТАВА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ОТБОРА ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является скважина, оборудованная установкой для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов. При обслуживании и эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ);
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ потенциально вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 2.2 Анализ потенциально опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 2.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ	Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности: Вредные факторы: 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

	5. Производственные факторы, связанные с загазованностью воздуха в рабочей зоне. Опасные факторы: 1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека; 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 3. Движущиеся машины и механизмы; 4. Пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	Обслуживание и эксплуатация оборудования для ОРЭ сопровождается: 1. Загрязнением атмосферного воздуха; 2. Нарушением гидрогеологического режима; 3. Повреждением почвенно-растительного покрова; 4. Уничтожением лесных массивов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть в результате аварии с повреждением подземного и надземного оборудования, аварии с разливом нефти и нефтепродуктов.

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Аманов Азатнияз		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность – сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Выполнение данного перечня работ предусматривается на протяжении всего периода эксплуатации месторождения круглогодично.

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы «Технологии контроля притока и его состава на технологическом режиме отбора при одновременно-раздельной эксплуатации» проводится выбор и обоснования технологии контроля притока и его состава на технологическом режиме отбора при одновременно-раздельной эксплуатации, а также рассматривается рабочее место оператора по добыче нефти и газа (оператор ДНГ), расположенное в полевых условиях. Условия труда операторов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных производственных факторов, включающих производственный шум, тяжесть труда, напряженность трудового процесса.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Режим работы оператора по добыче нефти и газа определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также

графиками сменности.

Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального, иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями.

Выделяют два типа вахт:

1) вахты первого типа (ближние) предполагают перемещения в пределах одной природно-климатической зоны в границах одного-двухчасовых поясов. Вахтовые бригады, проживающие в базовых поселках районов, доставляются наземным и воздушным транспортом к промышленным объектам, где они отработывают 8÷12 часовую смену и возвращаются обратно на отдых;

2) вахты второго типа (экспедиционные) связаны с челночными перемещениями бригад специалистов из других районов страны (до 3 тыс. км и более).

Работа при вахтовом методе ведется в различных сменных режимах (8 часов работы чередуются через 8 часов отдыха или 12 часов работы чередуются через 12 часов отдыха в течение 12–30 и более дней). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха.

Статьей 302 Трудового кодекса РФ гарантируется работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за

фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных.

Оператор должен быть ознакомлен с Правилами внутреннего трудового распорядка и графиками сменности, под роспись, и соблюдать режим труда и отдыха.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих и приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе, установленных для субъекта Российской Федерации. На объектах нефтедобычи запрещено суточное нахождение операторов по добыче нефти и газа на рабочих местах.

Поощрения и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

Оборудование и оснащение рабочего места, на котором находится оператор, должно быть безопасным, обеспечивать охрану здоровья и способствовать работоспособности персонала.

Работники опасных производственных объектов должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами. Специальная одежда, специальная обувь, другие средства индивидуальной защиты выдаются работникам нефтяной и газовой промышленности в установленном порядке.

Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

5.2 Производственная безопасность

Основные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, приведены в

таблице 11.

Таблица 12 - Опасные и вредные производственные факторы, возникающие при использовании установки для ОРЭ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
	Физические		
Эксплуатация скважины, оборудован	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.062-81 [1] ГОСТ 12.1.004-91 [2] ГОСТ 12.2.003-91 [3] СанПиН 2.2.4.548-96 [9] СНиП 2.04.05.86 [10]
	Повышенный уровень шума;	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ [7] ГОСТ 12.1.003-2014 [11] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [12]
	Повышенный уровень вибрации;	Производственные факторы, связанные с электрическим током;	НПБ 105-03 [5] ППБ 01-2003 [6] СНиП 21-01-02-85 [8] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [13] СН 2.2.4/2.1.8.566-96[14]
	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	Пожаровзрывоопасность	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [15] СП 52.13330.2011 [16] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [4]
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [17]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [18]

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование

мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации скважины, оборудовано установкой для ОРЭ, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов. [14]

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ.

Работа оператора ДНГ относится к категории работ Пб. Микроклиматические условия для данной категории работ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, Т	Температура поверхностей, Т	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233:290)	17:19	16:20	60:40	0,2
Теплый	Пб (233:290)	19:21	18:22	60:40	0,2

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°C , работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около $+25^{\circ}\text{C}$. Работники должны

быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ Х) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. [15]

В жаркую погоду для перерывов работники обеспечиваются коллективными средствами защиты (укрытия от солнечной радиации) – стационарными (передвижные вагончики, тенты) и временными (навесы, зонты, пологи). В зависимости от места производства работ могут использоваться тенеобразующие объекты – сооружения, лесополосы, природно-ландшафтные объекты.

Повышенный уровень шума

Шум вредно отражается на здоровье и работоспособности, поражая в первую очередь центральную нервную и сердечно-сосудистые системы человека, затем органы слуха и внутренние органы.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

Защиту обслуживающего персонала от воздействия шума осуществляют следующими способами:

- удалением источника шума на расстояние, при котором уровень звукового давления не превышает допустимых норм;
- изоляцией источника вибраций и шума;
- применением специальных диффузоров и глушителей.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Индивидуальная защита работающих от шума обеспечивается применением рациональных средств индивидуальной защиты, средств защиты органов слуха. К средствам индивидуальной защиты относятся противошумы. Независимо от конструкции противошумы ослабляют акустическую энергию, передаваемую внутреннему уху. По конструкции противошумы подразделяются на вкладыши, наушники, шлемофоны. [16]

Повышенный уровень вибрации

Вибрация, также, как и шум, является загрязнителем окружающей среды. Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексy организма, ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни.

На газодобывающих предприятиях воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, насосах, в цехе регенерации, первичной сепарации и осушки. Насосы, используемые в технологии подготовки газа, находящиеся в насосном метаноле, имеют высокую вибрацию, около 80 дБ. Органами здравоохранения систематически устанавливались ограничения на работах, связанных с вибрацией. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБ [10]. Таким образом, на УКПГ–1В вибрация, создаваемая насосами для подачи метанола, является допустимой. Предельно допустимые величины общей вибрации на рабочих местах регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96. [17]

Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и обувь. На предприятии используют оградительные, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного

освещения

Рабочие места, объекты, подходы к ним должны быть освещены в темное время суток. В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. Недостаточная освещенность рабочей зоны неблагоприятно влияет на зрение.

Д

л

я

о

с

в

е

щ

е

н

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

и При нарушении герметичности запорной арматуры, трубопроводов происходят утечки газа, конденсата, нефти. Основной задачей оперативного персонала является своевременное обнаружение места порыва и принятие незамедлительных мер по локализации и отключению поврежденных участков.

а Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

– среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вещества);

с – метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности

п

о

л

ь

(малоопасные вредные вещества) – 300 мг/м³;

- конденсат - легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м³.

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-й класс опасности);

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводородов (УВ), тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в нефти сернистых соединений. Первыми признаками отравления парообразными УВ является недомогание и головокружение. Летальный исход может наступить от паралича дыхания при явлениях нарастающей сердечной слабости. УВ могут привести к хроническим отравлениям.

Бензины, бензолы, являясь сильными растворителями, попадая на кожу, обезжиривают ее покров; при частом повторении это может привести к кожным заболеваниям (сухость кожи, появление трещин, раздражений). Особенно опасно попадание нефтепродуктов на слизистые оболочки рта, глаз.

При соблюдении санитарной профилактики никаких кожных заболеваний при обращении с нефтепродуктами не наблюдается.

ПДК сырой нефти (в виде аэрозоли) в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³, бензина (в виде паров) – 100 мг/м³, керосина (в виде паров) 300 мг/м³.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливают костюмы

мужские по ГОСТ 12.4.111-82 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» и костюмы женские по ГОСТ 12.4.112-82 «ССБТ. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов.

Технические условия» двух типов.

Костюмы типа А предназначены для защиты от нефтепродуктов, костюмы типа Б – для защиты от сырой нефти, продуктов легких и тяжелых фракций нефти, масел и жиров. Костюмы типа А целиком изготавливают из тканевых материалов, костюмы типа Б – из тканевых материалов и материалов с пленочным покрытием.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

На месторождениях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т. д.), поэтому работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от их нападения и укусов: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации газораспределительной станции, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Движущиеся части производственного оборудования, которые являются потенциальными источниками травм, необходимо ограждать или располагать так, чтобы исключить возможность касания к ним работающего и предотвратить возможные травмы.

Применяемые на производстве средства защиты по принципу действия можно разделить на оградительные, предохранительные, тормозные, блокирующие, сигнализирующие, системы дистанционного управления оборудованием, специальные.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Безопасность работы сосудов под давлением. К взрыву могут привести также нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности);
- нарушение технологического режима;
- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах;

- ошибки обслуживающего персонала.
- Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:
 - работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
 - на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
 - на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
 - на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий оборудование под давлением (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости.

Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара.

Таблица 14 – Пределы взрываемости определенных веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	от 0,76 до 1,48	от 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите. Для определения автоматической системой подачи сигнала наличия в производственных помещениях (компрессорных, насосных и др.) взрывоопасных газов и паров применяют сигнализаторы СВК-3М1, СГП- 1ХЛ4 и др.

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке являются:

- нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат);
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим

персоналом;

- самовозгорание горючих веществ.

Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций при отклонении предельно допустимых параметров во всех режимах работы, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние [18].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредных и опасных действий электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического электричества. ГОСТ 12.1.038–82 «ССБТ. Электробезопасность.

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током:

- монтаж и ремонт электроустановок под напряжением;
- поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей;
- случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением;
- неисправность или отказ средств индивидуальной защиты.

К СИЗ от поражения электрическим током относят:

Заземление. Защитное заземление применяется в трехфазных трехпроводных сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и выше 1000 В с любым режимом нейтрали. В качестве искусственных элементов заземлителя используют стальные трубы, стержни, угловую сталь, погруженные в землю на $1,2 \div 1,5$ м. Освещенность принята согласно требованиям ПУЭ7 (раздел №6) и СП 52.13330.2016, согласно которому норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов [19, 20].

Зануление. Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтральной точкой обмотки источника тока или ее эквивалентом.

Изолирующие средства защиты обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли (диэлектрические перчатки, галоши, боты токоизмерительные и изолирующие клещи, изолирующие штанги, коврики, подставки и др.). По своему назначению они делятся на основные и дополнительные. К основным защитным средствам в электроустановках напряжением до 1000 В относятся: диэлектрические резиновые перчатки, монтерский инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения до 1000 В. В электроустановках напряжением выше 1000 В применяются: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения выше 1000 В.

К дополнительным защитным средствам в электроустановках, работающих под напряжением до 1000 В, относятся: диэлектрические галоши, коврики, подставки, а в электроустановках напряжением свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты, коврики, основания.

5.5 Экологическая безопасность

При обслуживании скважин необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004.

В таблице 15 приведено воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Таблица 15 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
-------------------	---------------------	-----------------------------

Атмосфера	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин; выделение отработанных газов транспортными средствами	Поддержание в исправности оборудования, своевременное проведение ремонта и устранения утечек, регулярная проверка герметичности оборудования и соединений
Гидросфера	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; необходимо соблюдать правила хранения загрязняющих веществ; в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов
Почва	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты; засорение почвы производственным и отходами	В случае загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами места проливов зачищаются с помощью песка; проведение рекультивации земель после завершения разработки месторождения

Чтобы уменьшить и предупредить влияние вредного антропогенного фактора необходимо выполнить следующее: провести инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомить его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации при обслуживании скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть:

- при авариях с повреждением подземного и надземного оборудования, сооружений, конструкций;
- при авариях с разливом нефти и нефтепродуктов;
- при возникновении пожара, взрыва на территории, прилегающей к скважине (на кустовой площадке).

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строго соблюдать технологический процесс;
- строго соблюдать правила ТБ, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращать образование взрывоопасных концентраций;
- своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надёжную работу оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

В целях предупреждения возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций снижения их возможных последствий на основных объектах месторождения выполняются работы по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

Кустовая площадка должна быть оснащена средствами пожаротушения, в том числе противопожарным инвентарём.

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий, должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Организационно-технические мероприятия предусматривают

создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов и окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

Различные аварии и несчастные случаи часто происходят вследствие незнания ими производственных инструкций, норм и правил по охране труда и промышленной безопасности, поэтому необходимо проведение вводных, первичных, повторных, внеплановых и целевых инструктажей по охране труда.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	4	5
Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций	Коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешние воздействия	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования	Аварийная остановка агрегата, устранение повреждений
Разливы нефти и нефтепродуктов	Высокий уровень износа производственных фондов, человеческий фактор, сильные землетрясения	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, компетентность персонала	Устранение источника разлива, использование боновых ограждений, дамб
Взрывы, пожары	Утечки вследствие высокого уровня износа производственных фондов, человеческий фактор, природный фактор	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, запрет пожароопасных работ, прогноз погоды, оповещение персонала	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многие нефтяные месторождения вскрывают и разрабатывают пласты с разными фильтрационными-емкостными свойствами, по условиям залегания, по разным типам коллекторов и других факторов, так как находятся на последней стадии разработки. По итогу это приводит к снижению КИН по каждому пласту и применение ОРЭ пластов в данном случае является экономически целесообразным решением.

При применении ОРЭ для скважин-кандидат следует учитывать все критерии выбора объекта и геолого-промысловое обоснование применения ОРЭ пластов, приведенные в 1.2 главе данной работы, так как подбор установок ОРЭ это не совсем легкая задача для нефтяных месторождений с учетом внедрения в действующую систему добычи для того чтобы добиться эффективность применения.

Учитывая результаты применения технологии ОРЭ на многих многопластовых месторождениях России показывает нам эффективность внедрения по итогам опытно-промышленных работ, увеличение текущей добычи, а также улучшение по экономическим показателям, возможность окупить проект в краткие сроки. В первую очередь данная технология позволяет экономить средства на вложения буровых работ на стадии создания проектных документов разработки месторождения.

По результатам анализа существующих технологий ОРЭ механизированный способ (ЭЦН, ЭЦН+ШГН и т.д) добычи является наиболее эффективным с применением современных компоновок (УОРЭП- ЭЦН, 1ПРОК-ОРЭ).

На сегодняшний день данная технология совершенствуется и разрабатывает новые виды установок каждый год. По требованиям геологов разрабатывают установки с отдельным подъемом продукции с каждого пласта и это говорит нам о растущем интересе к данной технологии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хузин, Р. И. Критерии выбора объекта для применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов на многопластовых месторождениях / Р. И. Хузин. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 4 (346). — С. 61-63. — URL: <https://moluch.ru/archive/346/77939/> (дата обращения: 26.05.2023).
2. Установка одновременно-раздельной эксплуатации пластов (ОРЭ) // Neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141431-ustanovka-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-plastov-ore/?ysclid=lia8auerp566608309> (дата обращения: 30.05.2023).
3. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Glavteh.ru URL: <https://glavteh.ru/орэ-интеллектуализация/> (дата обращения: 30.05.2023).
4. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ПАО «ТАТНЕФТЬ» // Glavteh.ru URL: <https://glavteh.ru//технологии-орэ-татнефть/> (дата обращения: 30.05.2023).
5. АБДУЛМАЗИТОВ Р.Г., ЕВДОКИМОВ А.М., МУСИН Р.А., РАМАЗАНОВ Р.Г., ХИСАМОВ Р.С. Геолого-промысловое обоснование внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №ISSN: 0028-2448. - С. 50-55.
6. Набиуллин Р.Р. Одновременная раздельная эксплуатация на месторождениях западной сибери. - 2014г. 16. Абдулин И.К., Абдуллин А.Ф., Шляпчинский А.В., Розбаев Д.А. Одновременно-раздельная добыча и закачка. перспективы развития. // Нефтепромысловое дело. – 2021г.
7. Абдулин И.К., Абдуллин А.Ф., Шляпчинский А.В., Розбаев Д.А. Одновременно-раздельная добыча и закачка. перспективы развития. // Нефтепромысловое дело. – 2021г.

8. Полищук С.Е., Дягилев В.Ф., Леонтьев С.А. Пример реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин на Тевлинско - Русскинском месторождении. – 2016г.
9. В.Е. Тесовский. Одновременно-раздельная эксплуатация с применением электроуправляемого клапана на Ватьеганском месторождении ООО «Лукойл – Западная Сибирь» «Нефтегазовое дело» 2016г.
10. Щербаченя А.С. Анализ технологии одновременно - раздельной эксплуатации скважин. - 2019г.
11. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.
12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, Москва, 2000 г.
13. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение - 2014г.
14. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов. - М.: Недра. 1987. – 247 с.
15. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.
16. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
18. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 1992).
19. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
20. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

