

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.53.054.22.054.23

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023г.

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№39-68/с от 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

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; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Многопластовая система нефтяных месторождений. Описание многопластовой системы месторождений. Контроль и регулирование разработки месторождения. Характеристика месторождений Оренбургской области. Геологическая характеристика коллекторов. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов. Анализ осложняющих факторов в условиях многопластового месторождения. Асфальтосмолопарафиновые отложения.

	Солеотложения. Механические примеси. Коррозионная агрессивность. Эрозионная агрессивность. Технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов. Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации. Критерии применения технологии одновременно-раздельной добычи. Преимущества и недостатки технологии. Системы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации. Применение малогабаритных УЭЦН для одновременно-раздельной эксплуатации. Применение электроцентробежных насосов 3-го габарита. Компоновка технического решения. Состав компоновки технического решения. Принцип работы предлагаемого решения. Задачи и особенности компоновки. Описание и технические характеристики измерительного комплекса. Опыт внедрения технологического решения. Технологический расчет УЭЦН для скважины №Х Х нефтяного месторождения. Результаты технологического расчета.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		09.02.2023

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

Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2023	Многопластовая система нефтяных месторождений	30
24.04.2023	Технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов	30
15.05.2023	Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации	20
29.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		09.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 112 страниц, в том числе 14 рисунков, 21 таблица. Список использованных источников содержит 43 источника.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, компоновка, продуктивный пласт, нефть, малогабаритный УЭЦН, электроцентробежный насос, энергоэффективность.

Объектом исследования является технология одновременно-раздельной эксплуатации, применяемая в нефтяных добывающих скважинах.

Предметов исследования являются малогабаритные установки электроцентробежного насоса, применяемые при одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин.

В данной работе рассмотрены характеристики многопластовой системы месторождения, проведено технологическое обоснование применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин и методы оптимизации данной технологии с использованием малогабаритных установок электроцентробежного насоса. В работе рассмотрен опыт применения технологического решения по внедрению компоновки 2УДН и проведена адаптация под условия выбранной нефтяной системы, а также предложены пути решения по предупреждению и борьбе с основными осложняющими факторами на месторождениях схожих по геолого-физическим условиям.

Практическая значимость. В ходе проведения технико-экономических расчетов доказано, что адаптация предлагаемой компоновки 2УДН для условий нефтяного месторождения Х является рациональным и рентабельным решением.

Область применения: фонд нефтяных добывающих скважин, эксплуатирующих два продуктивных пласта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 МНОГОПЛАСТОВАЯ СИСТЕМА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .	14
1.1 Описание многопластовой системы месторождений	14
1.1.1 Контроль и регулирование разработки месторождения.....	17
1.2 Характеристика месторождений Оренбургской области	19
1.2.1 Геологическая характеристика коллекторов	23
1.2.2 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов...	25
1.3 Анализ осложняющих факторов в условиях многопластового месторождения	26
1.3.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения	28
1.3.2 Солеотложения	29
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ	32
2.2 Критерии применения технологии одновременно-раздельной добычи....	35
2.3 Преимущества и недостатки технологии	38
2.4 Системы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин	39
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО- РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	42
3.1 Применение малогабаритных УЭЦН для одновременно-раздельной эксплуатации	42
3.2 Применение электроцентробежных насосов 3-го габарита	44
3.3 Компоновка технического решения	45
3.3.1 Состав компоновки технического решения	46
3.3.2 Принцип работы предлагаемого решения	47
3.3.3 Задачи и особенности компоновки.....	48
3.3.4 Описание и технические характеристики измерительного комплекса ..	50
3.3.4.1 Измерительный модуль МИГ-60	51
3.3.4.2 Стационарный скважинный регистратор (РГС)	52
3.3.4.3 Термоманометрическая система 2ТМС	53
3.4 Опыт внедрения технологического решения.....	54

3.4 Технологический расчет УЭЦН для скважины №Х Х нефтяного месторождения	57
3.4.1 Результаты технологического расчета	72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1 Расчет экономической эффективности внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	89
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
5.1.1 Трудовые нормы трудового законодательства	89
5.2 Производственная безопасность.....	91
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований	91
5.3 Экологическая безопасность	98
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования и процесса исследования на окружающую среду.....	98
5.3.2 Анализ влияния применения объекта исследования на окружающую среду.....	99
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
5.4.1 Анализ вероятных природных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований.....	101
5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	107

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные месторождения представляют собой сложные подземные геологические объекты, извлечение из которых флюида является крайне сложным процессом. Зачастую месторождения имеют несколько продуктивных пластов, которые сильно различаются между собой по различным геолого-физическим характеристикам. Однако современные технологии позволяют производить совместную эксплуатацию нескольких пластов. Из таких технологий можно выделить одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ). В качестве наиболее предпочтительного варианта обычно используется ОРЭ с применением компоновок погружного оборудования с разобщающими пакерами и системами мониторинга с разобщением пластов.

Основной целью применения ОРЭ является повышение технико-экономической эффективности разработки месторождения, достигаемое за счет отсутствия дополнительных огромных затрат на производство новых скважин, их ввод в эксплуатацию, и содержание. Вместо этого получая один эксплуатационный объект в следствии совмещения нескольких, который контролируется и регулируется отдельно, посредством специального оборудования.

Однако нельзя забывать и про фактор износа эксплуатационной колонны, её разрушения и в следствии нарушение целостности цемента при эксплуатации скважины в интенсивных режимах. При таких осложнениях возникает необходимость ремонта, что влечет за собой остановку добычи, следовательно, потерю прибыли. Решением такого рода вопросов в частности может послужить применение ОРЭ нескольких нефтеносных пластов.

Технологию ОРЭ можно использовать в разных компоновках, но в работе будет выделена технология малогабаритных установок электроцентробежных насосов. Данная технология имеет массу положительных сторон: высокие эффективность и наработка на отказ,

возможность применения в разного рода скважинах: наклонных, горизонтальных, искривленных. При этом будет предложено решение для раздельного замера дебита продукции с каждого пласта по отдельности.

Целью работы является повышение эффективности ОРЭ скважин в условиях многопластовой системы с применением малогабаритных установок электроцентробежного насоса.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать характеристику многопластовой системы месторождений
2. Провести технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов;
3. Предложить технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации с использованием компоновки 2УДН в осложненных условиях.

Область применения: нефтяные месторождения, добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в экономии средств при использовании ОРЭ нескольких пластов вместо дополнительного бурения добывающих скважин, а также обслуживания большего количества оборудования.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

АО – акционерное общество;

УВС – углеводородное сырье;

ГБЗ – государственные балансы запасов полезных ископаемых;

ТСР – технологическая схема разработки;

ТПР – технологический проект разработки;

ЭО – эксплуатационный объект;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

РД – руководящий документ;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

НГП – нефтегазоносная провинция;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ГИС – геофизические исследования;

ЭПО – электропогружное оборудование;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

МРП – межремонтный период;

СПО – спускоподъемные операции;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОРД – одновременно-раздельная добыча;

КПД – коэффициент полезного действия;

ТМС – термоманометрическая система;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ВНН – центробежно-вихревой насос.

ГДИС - гидродинамического исследования скважины

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД – поддержание пластового давления

ШГН – штанговый глубинный насос

1 МНОГОПЛАСТОВАЯ СИСТЕМА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Описание многопластовой системы месторождений

Месторождение нефти представляет собой множество локальных скоплений нефти, в редких случаях встречается одно, называемыми залежами или ловушками, находящимися в глубине земли. Такие природные вкрапления резервуаров обычно простилаются на многие сотни квадратных километров.

Непосредственно залежь состоит из проницаемой породы-коллектора ограниченной покрывкой из непроницаемой породы, представляя собой естественный природный резервуар. Для извлечения нефти из такого рода «емкостей» используются добывающие нефтяные скважины со специальным оборудованием.

В нашем случае рассматривается разработка многопластовой системы месторождений, которая в свою очередь производится по нормативно-правовым актам аналогичным разработке однопластового месторождения.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» от 1 ноября 2013 г. № 477 [1], при определении запасов подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов. Запасы попутных компонентов, содержащихся в нефти, конденсате, свободном и растворенном газе, учитываются только в случае подтверждения целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчетами.

Все ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по фазам (нефть, газ, конденсат), и в пределах своих нефтегазоносных областей или провинций.

В Приказе Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» [2] отмечается, что подготовка месторождения к промышленной разработке

начинается на этапе разведки месторождения после постановки запасов УВС данного месторождения на государственный баланс запасов полезных ископаемых (ГБЗ).

Для начала промышленной разработки необходимы технические проекты, на основании которых может начинаться извлечение УВС. К таким проектам относятся:

- технологическая схема разработки (ТСР) месторождения и дополнения к ней, составляемая для месторождений, подготовленных к промышленной разработке;
- технологический проект разработки (ТПР) месторождения и дополнения к нему.

ТСР составляется для подготовленных к стадии промышленной разработки месторождений.

ТСР, (ТПР) и дополнения к ним составляются на запасы категорий $A+B_1+B_2$. На стадии промышленной разработки месторождения недропользователь имеет право разбуривать или иным способом (например, возврат на эксплуатационный объект, углубление на эксплуатационном объекте, приобщение интервала эксплуатационного объекта) получать информацию, в том числе осуществлять добычу УВС по залежи, по эксплуатационным объектам (ЭО), по участкам ЭО с запасами категории B_2 и предоставлять в Федеральное агентство по недропользованию обосновывающие геологические документы и материалы для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения в категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

В ТСР, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождений проводится обоснование извлекаемых запасов УВС.

Сроки подготовки ТСР на промышленную разработку месторождений должны соответствовать условиям пользования недрами.

ТПР составляется для месторождений с начальными геологическими запасами категории А более 75%.

Действие ТСР, ТПР и дополнений к ним распространяется на весь период разработки месторождений до полной выработки извлекаемых запасов.

В составе ТСР, ТПР и дополнений к ним могут быть выделены участки опытно-промышленных работ с целью проведения экспериментальных работ (мероприятий) на скважинах, участках ЭО (залежах) по испытанию новых технических средств и технологий разработки для данных геолого-физических условий.

Показателями, характеризующими выполнение технического проекта разработки месторождения, являются [2]:

- а) уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов $A+B_1$;
- б) ввод новых скважин;
- в) действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин.

Требования к системе разработки месторождения изложены в Приказе

МПР от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» [2].

Разработку нескольких залежей и(или) пластов одной и той же сеткой скважин, принято называть эксплуатационным объектом (ЭО). Выделяют ЭО для более рациональной разработки месторождения, а также для максимального извлечения УВС из недр, с минимальными потерями. Целесообразность выделения по ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения. Выделяют основные и возвратные ЭО.

Основные представляют собой одну полноценную или несколько залежей нефти, или их часть объединенных в один ЭО.

Возвратные ЭО в свою очередь представляют одну или несколько залежей нефти, объединенных в один ЭО, разработка которого является как технически, так и экономически нерентабельной.

Между ЭО необходимо наличие непроницаемой породы – покрышки, во избежание эмиграции флюидов между другими ЭО. Также залежи, находящиеся в одном ЭО должны быть схожи по геолого-физическим свойствам пород-коллекторов, фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), физико-химическим свойствам флюидов. Объекты различные по этим характеристикам не рекомендуется объединять в один ЭО.

1.1.1 Контроль и регулирование разработки месторождения

Все трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) подлежат особому налогообложению, но если при многопластовой эксплуатации месторождения нет запасов с такими параметрами, то данные особенности налогообложения не будут учитываться, исключениями являются только X_1 и X_2 месторождения, на которые распространяются частные налоговые льготы. Помимо прочего имеются отдельные параметры применения налога на дополнительный доход от добычи УВС указанных в Федеральном законе от 15 июня 2022 г. «О внесении изменений в главу 25 части второй Налогового кодекса Российской Федерации» [4].

Для наилучшего извлечения запасов нефти из недр проводятся систематические исследования по контролю за добычей и своевременному регулированию разработки месторождения. Существующие комплексы гидродинамического и промыслово-геофизического исследований созданы для решения основных задач по контролю:

- режима работы скважин;
- динамики текущей нефтенасыщенности;
- энергетического состояния залежи, пластовой температуры, давления;

- выработки, при помощи поинтервального анализа поступающего флюида, а также его физико-химических свойств;
- состояние призабойных зон и эффективность воздействия на них;
- технического состояния скважин.

Достаточный объем проводимых исследований зависит от геолого-физических условий и стадии разработки месторождения.

Обязательный комплекс исследований месторождения должен проводиться согласно РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [6].

Контроль процесса разработки подразумевает проведение комплекса исследований, включающего в себя обработку и обобщение данных с целью получения необходимой информации для дальнейшего регулирования разработкой и оценки эффективности реализуемой системы.

Налоговое регулирование осуществляется согласно Налоговому кодексу Российской Федерации. Основными уплачиваемыми налогами являются:

- 1) Налоги, относимые на себестоимость продукции:
 - налог на добычу полезных ископаемых (нефть);
 - налог на добычу полезных ископаемых (природный газ);
 - налог на добычу полезных ископаемых (попутный газ);
 - экспортная пошлина;
 - налог на добычу газового конденсата (ставка НДС на конденсат соответствует ставке НДС на нефть);
 - страховые взносы (пенсионный фонд, фонд социального страхования и фонд медицинского страхования)
 - страхование от несчастных случаев на производстве.

2) Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат:

- налог на прибыль;
- налог на добавленную стоимость;
- налог на имущество предприятий;
- налог на дополнительный доход.

Распределение налоговых платежей по виду бюджета представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение налогов в федеральный, региональный и местный бюджеты

Наименование налога	Ставка налога	Распределение суммы налога по бюджетам, %		
		федеральный	региональный	местный
Налог на добычу полезных ископаемых	Зависит от вида продукции	100	-	-
Налог на прибыль	20%	10	90	-
Налог на имущество предприятия	2,2%	-	100	-
Оплата за землю	По фактическим данным	-	-	100
Страховые взносы	30%/34%	91,2	8,8	-
Страхование от несчастных случаев	0,5%	100	-	-
Налог на дополнительный доход	50% от налоговой базы	100	-	-

1.2 Характеристика месторождений Оренбургской области

В Оренбургской области на относительно небольшой территории разведаны многие виды полезных ископаемых. Здесь сосредоточены и разрабатываются крупные и уникальные месторождения нефти, природного газа (свободный, растворенный) и конденсата.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти Оренбургской области превышают 2,3 млрд т, свободного газа – 3273 млрд м³. Степень их разведанности составляет 73,38 % для нефти и 58,50 % для свободного газа. Степень выработанности разведанных запасов также значительна: 42,67% для

нефти и 73 % для свободного газа. Основные характеристики углеводородно-сырьевой базы региона представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Запасы углеводородного сырья месторождений Оренбургской области по состоянию на 2022 г.

Вид ПИ	Ед. изм.	Запасы (A+B1+C1)	% от запасов по ФО	% от запасов по РФ	Изменение запасов за предшествующий год	Добыча за предшествующий год	% от добычи по ФО	% от добычи по РФ
Нефть	млн т	972,761	24,9	5,12	36,854	20,551	19,31	4,31
Свободный газ	млрд м ³	517,089	76,28	1,09	-212,364	13,795	88,66	2,12
Растворенный газ		158,047	61,53	9,71	3,245	2,487	40,97	5,25
Конденсат	млн т	21,714	78,67	-	-38,555	0,152	57,36	-

Промышленная нефтегазоносность установлена в нижнепермском, каменноугольном и девонском комплексах отложений. Характерно широкое разнообразие типов ловушек. Наряду со структурными, образование которых связано с тектоническими процессами, широко развиты ловушки, обязанные своим возникновением процессам и биогермных построек, эрозионных выступов фундамента; ловушки литологически или стратиграфически экранированные; рифовые постройки.

Большинство месторождений Оренбургской области относится к комплексным. Государственным балансом учитываются растворенный в нефти и свободный газ, конденсат, этан, пропан, бутаны в свободном и растворенном газе, сера и гелий.

Нефть на месторождениях Оренбургской области различна по плотности, вязкости, содержанию парафинов, серы, смол и асфальтенов. На долю особо легкой (до 0,830 г/см³) приходится 31,0 % извлекаемых запасов кат. A+B₁+C₁, легкой (0,831–0,850 г/см³) – 37,37 %, средней плотности (0,851–0,870 г/см³) – 14,22 %, тяжелой (0,871–0,895 г/см³) – 11,47 %, с плотностью более 0,895 г/см³ (битуминозной) – 5,28 %.

Государственным балансом запасов полезных ископаемых (нефть) на 01.01.2021 г. в Оренбургской области учтено 299 месторождений (252 нефтяных, 27 газонефтяных, 2 нефтегазовых и 18 нефтегазоконденсатных) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами нефти: на разрабатываемых месторождениях кат. $A+B_1$ - 849,403 млн т, на разведываемых кат. C_1 - 123,597 млн т, всего (кат. $A+B_1+C_1$ - 972,791 млн т). Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях составляют кат. B_2 117,089 млн т, на разведываемых кат. C_2 - 173,419 млн т (95,99 и 97,53 % соответственно).

По величине текущих извлекаемых запасов нефти (кат. $A+B_1+B_2$) и (кат. C_1+C_2) на 01.01.2021 5 месторождений в Оренбургской области относятся к крупным (33,73 % разрабатываемых и 38,48 % разведываемых запасов), 44 – к средним (44,92 и 44,18 % соответственно), 81 – к мелким (17,31 и 9,46 %) и 169 – к очень мелким (4,04 и 7,87 %).

В Оренбургской области добыто 20,551 млн т нефти (на разрабатываемых месторождениях – 17,826 млн т, на разведываемых – 2,725 млн т), в том числе: АО «Оренбургнефть» – 12,455 млн т (60,61 % от общей добычи в области), ООО «Газпромнефть-Оренбург» – 2,824 млн т (13,74 %), ООО «Сладковско-Заречное» – 2,035 млн т (9,9 %).

В распределенном фонде недр на 01.01.2021 учтено 270 месторождений (200 разрабатываемых и 70 разведываемых); в нераспределенном фонде – 29 месторождений (1 в разрабатываемых и 28 в разведываемых).

Нефть крупного Оренбургского месторождения залегает в нефтяных оторочках, представленных тремя обособленными участками. Основные запасы сосредоточены в карбонатном артинском горизонте нижней перми (66 % от разведанных), на глубинах 1790-1990 м. Этаж нефтеносности составляет 10–110 м. Нефть артинского горизонта легкая (0,836 г/см³), среднесернистая (1,1 %), парафинистая (3,3 %); характеризуется малой вязкостью (0,97 мПа·с) и небольшим содержанием смол и асфальтенов (5,4 %).

Эксплуатация Оренбургского месторождения сопряжена со значительными трудностями, вызванными сложным геологическим строением залежи, многокомпонентностью, агрессивностью и токсичностью газа. По объему нефтедобычи Оренбургская область занимает шестое место в России. В последние годы благодаря применению современных технологий на давно разрабатываемых месторождениях падение добычи нефти сменилось на рост.

По результатам геологоразведочных работ на государственный учет поставлено 10 нефтяных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти кат. C_1 – 5,228 млн т, кат. C_2 – 1,779 млн т.

За год ресурсы нефти в Оренбургской области уменьшились на 127,062 млн т (12,9 %) геологических и на 58,973 млн т (14,3 %) извлекаемых.

Оренбургская область обладает значительным по величине и разнообразию минерально-сырьевым потенциалом, что является следствием уникальных особенностей ее геологического строения. По обеспеченности ресурсами Оренбургская область превосходит регионы Европейской части России. Суммарные разведанные запасы обеспечат современный уровень добычи нефти на 30 лет, газа – на 40 лет.

Многообразие открытых полезных ископаемых в недрах Оренбургской области создает благоприятные перспективы развития минерально-сырьевой базы области. Наиболее значимые открытия нефтегазовых месторождений можно ожидать в бортовых зонах Прикаспийской впадины.

В целом минерально-ресурсный потенциал Оренбургской области имеет высокую экономическую оценку, которая определяется:

- высокой рыночной стоимостью и устойчивым спросом на углеводородные ресурсы;
- относительной близостью потребителей и основных сырьевых рынков, в том числе крупного внутреннего рынка, что сокращает транспортные издержки;

- наличием развитой транспортной инфраструктуры, обеспечивающей товарный грузопоток сырья и топлива, доставку оборудования и трудовых ресурсов к местам освоения природных ресурсов;

- высокой обеспеченностью квалифицированными трудовыми ресурсами районов освоения и добычи УВС, что в значительной степени исключает организацию дорогостоящего вахтового способа и временных мест проживания;

- относительно благоприятными природно-климатическими условиями, опосредованно способствующих снижению затрат на освоение месторождений и добычу УВС.

Однако имеются и факторы, снижающие экономическую оценку минерально-ресурсного потенциала, из которых можно выделить:

- длительность использования и истощенность ряда месторождений УВС;

- ухудшение горно-геологических условий разработки месторождений и добычи УВС и топлива (значительная глубина залегания, отсутствие пластового давления в нефтяных и газовых полях), что требует использования дорогостоящих технологий и способов добычи;

- необходимость дополнительных затрат на рекультивацию, проведение почвозащитных, почвовосстановительных и агромелиоративных мероприятий [8].

1.2.1 Геологическая характеристика коллекторов

Нефтяное месторождение X является многопластовым, сложным по геологическому строению. Промышленная нефтеносность выявлена в пластах Зл₁, Зл₂ заволжского надгоризонта; Т₁, Т₂ турнейского яруса нижнего карбона; Б₂ бобриковского горизонта; О₁, О_{4а} окского надгоризонта.

По полученным данным геофизической интерпретации каротажного материала, а также результатам эксплуатационных и поисково-разведочных скважин в области данного месторождения установлено 7 подсчетных

объектов, указанных выше, в которых выделено 15 залежей нефти. Найденные залежи продуктивных пластов, сводовые, массивные, литологически и тектонически экранированные.

Пласты $Z_{л1}$ и $Z_{л2}$

По данным керна горизонт представлен известняками серыми, светло-серыми, серовато-коричневыми, плотными, кристаллическими, участками трещиноватыми, с включениями серой и черной глины.

Продуктивные нефтяные залежи пласта T_1

Эффективная толщина колеблется в диапазоне от 2,4 до 9,3 м, при этом нефтенасыщенная от 2 до 9,3 м. Коэффициент эффективной толщины равен 0,36, а расчлененности - 5,2.

Уровень водонефтяного контакта (ВНК) принят по абсолютной отметке равной $2670 \pm 0,5$ м по подошве нефтенасыщенной части пласта. Линия кровли воды установлена при помощи геофизических исследований скважин (ГИС) и принята – 2677,1 м. В большинстве исследуемых скважин подошва нефтенасыщенной части пласта располагается выше уровня ВНК.

Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически экранированная в районе скважины №15 и имеет размеры $5,9 \cdot 2-2,8$ км $\cdot$ 42 м.

Проницаемые прослои представлены светло/темно-серыми известняками различного структурно-генетического типа, с редкими стилолитовыми швами.

Продуктивные нефтяные залежи пласта B_2

Отделяется от пласта T_1 пачкой плотных известняков примерной толщиной 10-15 м.

Эффективная толщина варьируется от 6,3 до 30,3 м, нефтенасыщенная от 1,2 м до 19,2 м. Коэффициент эффективной толщины составляет 0,53, расчлененности – 7,2.

Уровень ВНК принят на абсолютную отметку 2623 ± 2 м по интерпретации ГИС, испытаниям и эксплуатации скважин. Подошва

нефтенасыщенной части по результатам ГИС равна 2622,3 м. Линия кровли воды – 2622,7 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая, со значительной водонефтяной зоной (доля ЧНЗ составляет 4%), и имеет размеры 5,6 · 3,2 км · 30 м.

Проницаемые прослои сложены плотными пористыми песчаниками и песчанистыми алевролитами.

Продуктивная нефтяная залежь пласта О_{4а}

Коллекторская часть пласта сложена микро-тонкозернистыми, пористо-кавернозными доломитами.

Пласт имеет проницаемую многослойность - от одного до шести возможных слоев с колеблющейся толщиной 0,5-4,2 м. Эффективная толщина разницы от 0,6 до 11 м, нефтенасыщенная от 0,6 до 8 м.

Уровень ВНК принят условно на отметке 2389 м. Подошва нефтенасыщенной части по данным ГИС составляет 2389,2 м.

Пласт стратиграфически приурочен к отложениям окского надгоризонта, сложенного преимущественно доломитами, известняками и ангидридами.

Роль коллекторов выполняют пористо-кавернозные доломиты микротонкозернистые, желтовато-серого или темно-серого цвета с обильными выпотами темно-коричневой нефти.

1.2.2 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Т₁, Б₂, О_{4а} была представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Размерность	Пласты		
		Т ₁	Б ₂	О _{4а}
Тип залежи		пластовая, сводовая, литологически экранированная	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая

Продолжение таблицы 3

Тип коллектора		карбонат-известняк	терригенный	карбонат-доломит
Средняя глубина залегания кровли	м			
Абсолютная отметка ВНК	м			
Площадь нефте/газоносности	тыс. м ²	20866	22742	5284
Средняя общая толщина	м	9,7	34,6	5,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	5,2	6,6	2,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м		8,15	2,1
Коэффициент пористости	доли ед.	0,1	0,18	0,09
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,91	0.919	0.81
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,82	0.857	0.81
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,88	0.87	0.81
Проницаемость	мкм ²	0,026	0.504	0.023
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,4	0.53	0.53
Расчлененность	ед.	5,6	7.7	7.2
Начальная пластовая температура	°С			
Начальное пластовое давление	МПа	30,1	30.8	26.8
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	1,73	1.05	1.23
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,718	0.756	0.766
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,854	0.796	0.812
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,351	1.17	1.169
Содержание серы в нефти	%	1,02	0.69	0.77
Содержание парафина в нефти	%	4,73	5.17	3.31

Продолжение таблицы 3

Давление насыщения нефти газом	МПа	9,27	5.19	5.14
Газосодержание	м ³ /т	99,6	68.4	70.4
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,98	1.04	1.03
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,178	1.167	1.175
Сжимаемость	1/МПа · 10 ⁻⁴			
нефти		26,32	12.7	22.13
воды		4,21	4.3	4.19
породы		0,87	0.87	1.05
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,567	0.66	0.533
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут · МПа	2,8	7,4	3

1.3 Анализ осложняющих факторов в условиях многопластового месторождения

Процесс эксплуатации нефтяного месторождения постоянно сопровождается осложнениями, возникающими по мере подъема флюида к поверхности. Фонд скважин с возникшими осложнениями называется осложнённым фондом (ОФ). Различают следующие категории осложнений:

1. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АО);
2. Солеотложения (СФ);
3. Механические примеси (МП);
4. Коррозионная агрессивность (КФ);
5. Эрозионная агрессивность (ЭФ);
6. Высоковязкие нефти (ВН);
7. Высокий газовый фактор (ВГФ);
8. Эмульсия (ЭМ).

По состоянию на конец 2022 года на предприятии АО «Оренбургнефть» по фонду скважин наибольшее распространение имеет такой осложняющий фактор как солеотложение, для наглядности он представлен в соотношении с другими ОФ на рисунке 1.

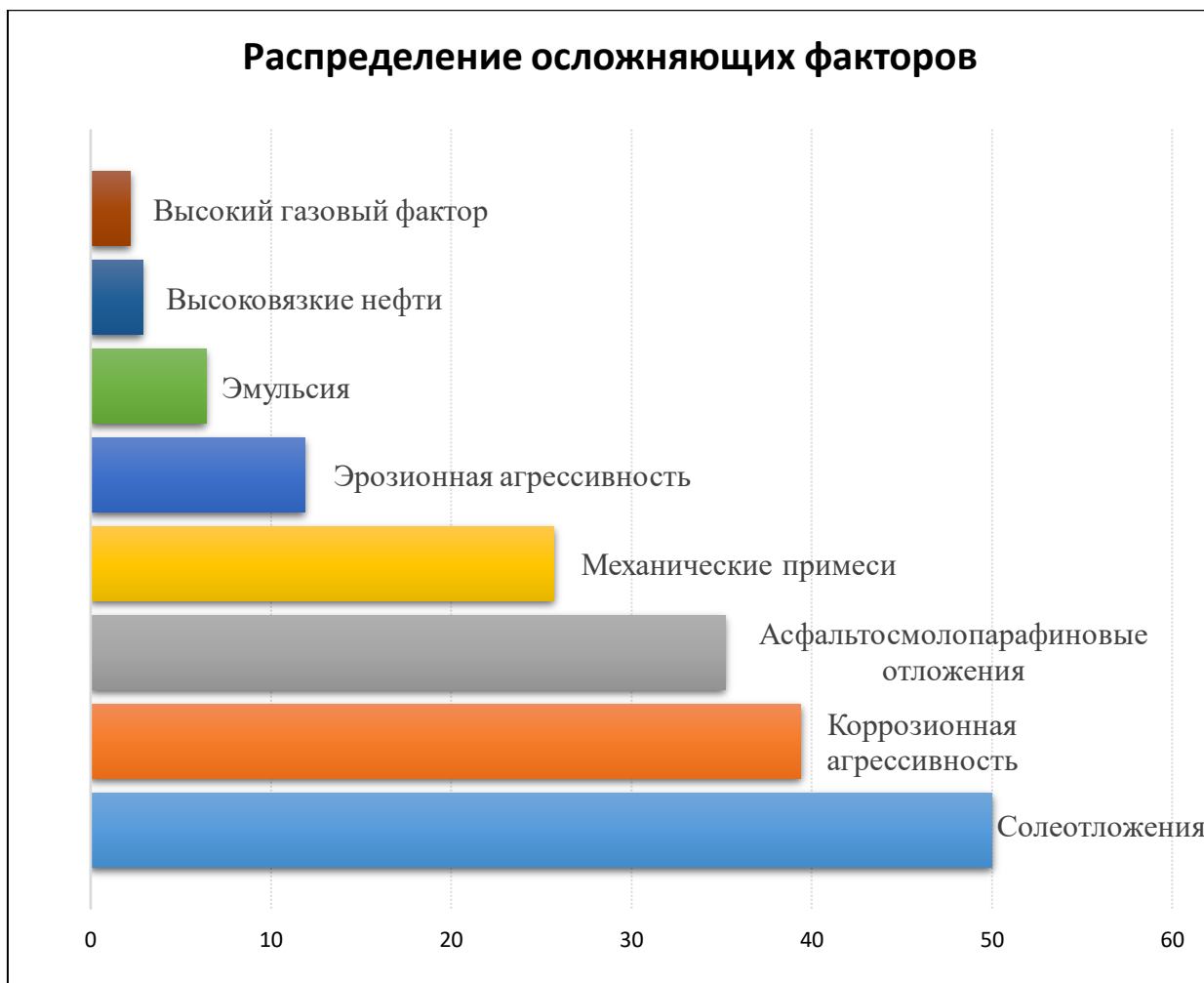


Рисунок 1 – Линейная диаграмма распределения осложняющих факторов по фонду добывающих скважин

Для более подробного понимания осложнений рассмотрим основные из них детально.

1.3.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

В основе данного типа отложений – парафины. Это твердые, нерастворимые в воде при нормальных условиях, тяжелые вещества, которые оседают на стенках разных поверхностях, таких как трубы НКТ, стенки резервуаров.

В скважинах эти отложения начинают проявляться приблизительно на глубине до 600 метров. Они влияют на показатели, тем самым ухудшая работу оборудования, путем снижения дебита, увеличения энергозатрат и уменьшения межремонтного периода (МРП).

Возникновение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) напрямую зависит от температуры, давления и физико-химических свойств нефти.

Для борьбы с АСПО используют различные методы:

- механические – скребки; миксеры;
- термические – промывки скважин горячей нефтью; подогрев нефти в скважине; поддержание температуры выше плавления парафина;
- химические – технические моющие растворы;
- физические – электромагнитные и ультразвуковые колебания;

1.3.2 Солеотложения

Главной агрессивной составляющей являются соли чаще всего возникающие в условиях высокообводненной продукции. Воды, добываемые совместно с нефтью, имеют растворенные кристаллы солей в разных количествах.

Однако в низкообводненных скважинах проблема возникновения солеотложений остается актуальной. Они проявляются в большей степени за счет частичного испарения воды в газовую фазу в процессе дегазации продукции. Вследствие чего количество воды способной растворить в себе соли уменьшается, и начинает происходить выделение солей.

Соли выделяются из флюида при снижении температуры и давления, что наблюдается при подъеме жидкости с забоя к устью скважины, а далее к установкам подготовки в разных зонах.

Зоны отложения солей:

- зона №1 – призабойная зона скважины;
- зона №2 – эксплуатационная колонна;
- зона №3 – электроцентробежный насос (УЭЦН), его рабочие колеса;
- зона №4 – насосно-компрессорные трубы (НКТ);
- зона №5 – печи в установках подготовки нефти.

1.3.3 Механические примеси

Механические примеси представляют собой непосредственно твердые взвешенные частицы. Существует несколько основных источников возникновения примесей:

- 1) Пласт;
- 2) Эксплуатационная колонна;
- 3) Технологические жидкости;
- 4) Глубинное оборудование;

Пласт снабжает скважину такими примесями как: разрушенная горная порода, песок с забоя, незакрепленный проппант закаченный при гидроразрыве пласта (ГРП), большие кристаллы солей. С эксплуатационной колонны в скважину попадают продукты коррозии подземного оборудования и другие частицы, попавшие туда во время проведения спускоподъемных операций и ремонтов. Также влияние оказывают включения раствора глушения и других технологических жидкостей. Иногда само оборудование поступает на промысел неочищенное от примесей, вследствие чего во время начала работы происходит нарушение функционирования оборудования.

Проблема сильней всего ощутима на слабоцементированных скважинах, особенно после обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), в том числе гидроразрыва. В таких скважинах ярко наблюдается вынос механических примесей, которые влекут за собой нарушения работы оборудования.

1.3.4 Коррозионная агрессивность

Коррозия представляет собой разрушение металлов и сплавов посредством химического, электрохимического или физико-химического воздействия окружающей среды. В нашем случае коррозия возникает вследствие взаимодействия металла и водной среды, с растворенной в ней

солью. Из-за чего происходит разрушение металла, отслаивание крупных механических частиц и их вынос к устью скважины.

1.3.5 Эрозионная агрессивность

Эрозия в скважине – изменение, в данном случае уменьшение толщины стенки трубы вследствие вымывания металла. Это происходит с течением длительного времени при постоянном воздействии флюида на стенку трубы.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ

2.1 Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации

Согласно ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки» выделяем основные методы и мероприятия по регулированию разработки:

- изменение режимов работы добывающих скважин;
- изменение режимов работы нагнетательных скважин;
- увеличение гидродинамического совершенства скважин;
- изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах;
- перенос интервалов перфорации;
- одновременно-раздельная эксплуатация скважин;
- совершенствование применяемой системы заводнения;
- бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин;
- изменение направлений фильтрационных потоков;
- очаговое заводнение.

Из перечисленных методов и мероприятий акцентируем внимание на технологии ОРЭ.

Одновременно-раздельная эксплуатация через одну скважину представляет собой комплекс технико-технологических мероприятий, при помощи которых можно воздействовать на каждый отдельно взятый объект многопластового месторождения через отдельно взятую скважину для достижения выработки в наиболее оптимальном режиме.

Но в нынешних реалиях необходимо учесть, что опыт использования технологии ОРЭ и закачки в несколько пластов при помощи одной скважины в практическом применении отсутствует, либо крайне мал. Поэтому следует в

отраслевых и региональных программах развития ОРЭ первоначально предусмотреть пункт создания нормативно-технического документа, который поможет, во-первых, полноценно понять и осмыслить эффективность применения данной технологии в разных геолого-физических условиях, во-вторых, исследовать показатели надежности и экономической эффективности в условиях заданного месторождения.

Невзирая на явное отсутствие широкой распространенности технологий, нельзя забывать опыт разработки, который наглядно показывает, что большую часть капиталовложений расходует именно бурение скважин. Исходя из этого ОРЭ двух и более пластов будет иметь следующие преимущества:

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- сокращение используемого оборудования в том числе газосборных трубопроводов;
- сокращение численности обслуживающего персонала;
- уменьшение капиталовложений в строительство скважин;
- обеспечивается учёт добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента [17], в соответствии с «Правилами охраны недр», ПБ 07-601-03, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России №71 от 06.06.2003 г. с изменениями и дополнениями от 30.06.09 г. Что подчеркивает выгоду внедрения данной технологии.

На основе вышесказанного следует рассмотреть технологию ОРЭ более подробно.

ОРЭ применяют как на обычных скважинах, с базовой конструкцией ствола, при этом используя специальное оборудование, разобщающее разные продуктивные пласты, либо на специально подготовленных для ОРЭ скважинах другой конструкции. Применяют с целью повышения технико-экономической эффективности разработки месторождения [18-19].

ОРЭ как технологию контроля за разработкой месторождения можно подразделить на несколько направлений использования:

- с целью разобщения совместно эксплуатируемых горизонтов;
- с целью досрочного ввода пластов объекта возврата в разработку текущим фондом скважин;
- добыча нефти с объектов возврата через существующий нагнетательный фонд скважин [43].

Существует три возможных способа эксплуатации двух пластов в зависимости от типа притока жидкости в скважину:

- 1) Оба пласта эксплуатируются фонтанным способом;
- 2) Оба пласта эксплуатируются механизированным способом;
- 3) Один пласт эксплуатируется фонтанным, а другой механизированным способами.

По способу подъема флюида от забоя к устью скважины различают два типа установок:

- 1) Однолифтовые – газожидкостная смесь (ГЖС) с разных пластов смешивается в одной трубе в процессе подъема на поверхность;
- 2) Двухлифтовые – ГЖС с разных пластов не смешивается в процессе подъема на поверхность так как поднимается по отдельным друг от друга трубам [20].

Для достижения запланированных по проекту объемов добычи нефти на месторождениях, имеющих несколько продуктивных горизонтов, используются различные схемы перехода на возвратные объекты разработки и приобщение пластов. Добыча нефти по основным объектам на большинстве месторождений закономерно уменьшается с каждым годом, при этом доля остаточных запасов УВС достаточно велика, поэтому полный переход на возвратные объекты, при их как правило низкой продуктивности, является неперспективным.

Гораздо более рациональным в экономическом плане будет приобщение к разработке дополнительных горизонтов.

Однако приобщение такого рода не всегда возможно в связи с строгими требованиями «Правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Правил охраны недр», предъявляемых к многопластовым месторождениям. В установившейся кондиции, эффективным решением будет внедрение систем ОРЭ. Данные технологии применимы также на вновь вводимых в разработку многопластовых месторождениях [21-22].

Согласно ГОСТ Р 55415-2013 объединение пластов в эксплуатационные объекты при разработке многопластовых месторождений проводят на основании комплексного геолого-промыслового изучения пластов, анализа возможностей техники и технологии эксплуатации скважин и экономической оценки. Пласты объединяют в один эксплуатационный объект разработки на основании близости литологических характеристик и коллекторских свойств горных пород, физико-химических свойств и состава насыщающих их флюидов, пластовых давлений. Технические и технологические возможности в отношении условий работы групп пластов оценивают по результатам исследований скважин в процессе их пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки.

Одновременный отбор скважиной углеводородного сырья из нескольких эксплуатационных объектов допускается при условии обеспечения раздельного учета добываемой из этих объектов продукции [23].

2.2 Критерии применения технологии одновременно-раздельной добычи

Единая система оценки применимости технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) в данный момент времени не создана. Рациональность применения системы ОРД оценивается непосредственно исходя из геолого-технологических показателей отдельных скважин.

Главным условием применения ОРЭ можно считать различие геолого-физических характеристик продуктивных горизонтов.

С точки зрения геологии, применение ОРЭ целесообразно при незначительных разнице в глубинах залегания продуктивных пластов, а также их разницы в показателях проницаемости (различие должно составлять примерно более 20%). Это означает что при совместной работе двух пластов, как с низкой, так и с высокой проницаемостью, рациональность применения ОРЭ только возрастает, за счет возможности разделения пластов на две части.

Далее приведены геолого-технологические критерии для организации ОРЭ скважин и соответствие основных геолого-физических характеристик проектных скважин X месторождения. Соответствие показано для уточнения численных границ отдельных критериев.

Геологические критерии:

- отсутствие гидродинамической связи объектов (при отсутствии геологических причин может возникать после операций ГРП на каждом пласте, либо совместном ГРП на оба пласта);

- различие ФЕС пластов, (при $kh_1/kh_2 > 5$ – увеличивается риск не вовлечения в разработку менее проницаемого пласта при одинаковой депрессии);

- различие этажей нефтеносности – расстояние между пластами до 167,8 м (рекомендуется отдельная разработка пластов);

- различие пластовых давлений – для приобщаемых объектов разница давления между пластами составляет от 2 атм до 24 атм (рекомендуется отдельная разработка);

- различие вязкости нефти, содержания АСПО – различие в вязкости нефти в 0,01-0,25 сПз и содержания АСПО не препятствует ОРД;

- величина газового фактора – от 47 до 83 м³/м³ (особых ограничений нет, но подбор оборудования, особенно пакерных систем, следует выполнять с учетом величины ГФ).

Технологические критерии:

- техническое состояние эксплуатационной колонны – для проектных скважин в хорошем состоянии– ограничений нет;
- минимальный диаметр эксплуатационной колонны – для проектных скважин минимальный диаметр составляет 130 мм, что соответствует техническим требованиям большинства установок для осуществления ОРД.
- ограничения по дебиту скважин – средний дебит между пластами составляет от 11,9 м³/сут до 106,5 м³/сут, что может служить осложняющим фактором при выборе технологии ОРД для конкретных скважин [24].

Несмотря на все названные критерии для оценки технико-экономических показателей можно использовать функции разработанные В.Г. Каланиным специально для пластов, объединяемых в одной скважине. Наглядно представлена функция дебита совместной эксплуатации пластов в формулах 1 и 2:

$$q_{\text{совм}} = f(\lambda_i) \quad (1)$$

$$q_{\text{совм}} = f(\lambda H_{\text{э}}; \lambda K_{\text{пр}}; \lambda \mu; \lambda K_{\text{р}}; \lambda K_{\text{п}} \Delta P) \quad (2)$$

Где,

λ_i – отношение значений геолого-промысловых признаков, характеризующих внутренние свойства пластов, к взаимоотношению между соседними пластами;

$H_{\text{э}}$ – эффективная мощность;

$K_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта;

μ – вязкость нефти;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент песчанистости;

ΔP – разница пластовых давлений объединяемых пластов.

Получая конкретные виды зависимости недропользователи имеют возможность оценивать технико-экономические показатели разработки многопластового нефтяного месторождения при различных вариантах

объединения нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект [25].

2.3 Преимущества и недостатки технологии

Как и любая технология, технология ОРЭ имеет как преимущества, так и недостатки.

К преимуществам можно отнести:

- увеличение нефтеотдачи пластов и дебитов скважин;
- увеличение охвата месторождения благодаря вовлечению отдельных небольших разнопроницаемых пластов;
- глобальное уменьшение затрат, в связи с сокращением бурения новых скважин, и снижением затрат на эксплуатацию в целом;
- возможность проводить отбор флюида отдельно между разными пластами и регулировать его;
- увеличение срока рентабельности разработки месторождений;
- возможность использования энергии газовой шапки или газовых пластов для организации бескомпрессорного или внутрискважинного газлифта.

К недостаткам же можно отнести:

- проблематичная подборка необходимого оборудования;
- возникновение сложностей в монтаже и демонтаже оборудования;
- трудность в обработке призабойной зоны скважин;
- сложность в определении дебита каждого объекта;
- при проведении подземного ремонта скважин (ПРС) приходится останавливать все объекты в скважине;

Несмотря на весомые преимущества технологии ОРЭ, её внедрение предполагает множество сложностей. Оборудование ОРЭ гораздо сложнее в эксплуатации и подборе, нежели стандартное. Данное оборудование само по себе влечет ущерб надежности за счет увеличения количества используемых элементов в такой системе. Поэтому прежде, чем переходить на

технологии ОРЭ необходимо провести глубокий анализ, и определить четкие цели применения этой технологии на предполагаемом фонде скважин. В обязательном порядке проведение подготовительных и исследовательских работ для уточнения параметров работы установок в условиях предполагаемого использования (скважины-кандидаты). 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 «пласт-скважина-насосная установка» [27-28].

2.4 Системы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Системы оборудования подразделяются на разные категории, в зависимости от их функционала, конструкций и решаемых задач. Прибегнуть к условной классификации можно используя таковую из ПАО «НК Роснефть» [24], где она представлена в виде пирамиды на рисунке 2 и для более подробного понимания в таблице 4.



Рисунок 2 – Условная классификация систем оборудования для многопластовых скважин [24]

Таблица 4 – Системы оборудования для ОРД [24]

Наименование	Замер параметров работы пласта	Особенности	Вид замера постоянный/переменный	Пояснения	Технические особенности	Параметры компоновок для ОРД
Системы для ОРД	Прямой замер	Способ, при котором подъем и замер добываемой продукции на устье осуществляется по отдельным лифтам, либо при отключении одного из эксплуатационных объектов (без смешивания)	Постоянный	Возможность постоянного учета добываемой продукции с каждого объекта эксплуатации на устье скважины	Двухлифтовые компоновки для ОРД	УШГН+УШГН с 2-мя лифтами НКТ, УШГН с 2-мя лифтами, УЭЦН+УЭЦН с 2-мя лифтами
			Переменный	Возможность проведения прямого замера при отключении одного из объектов эксплуатации	Однолифтовые конструкции, где потоки смешиваясь, поднимаются на поверхность по одному лифту	УЭЦН+пакер, УЭЦН+УШГН, УЭЦН с регуляторами отбора, УЭЦН+УЭЦН с одним лифтом
	Косвенный замер	Способ, позволяющий произвести замеры параметров работы скважины косвенными методами	Постоянный	Учет, регистрация и передача параметров пласта (Q, W, P, T) происходит постоянно (в режиме on-line)	Однолифтовые конструкции, где потоки смешиваясь, поднимаются на поверхность по одному лифту	Системы байпасирования УЭЦН
			Переменный	Учет, регистрация и передача параметров пласта (Q, W, P, T) происходит эпизодически (или при необходимости)	Однолифтовые конструкции, где потоки смешиваясь, поднимаются на поверхность по одному лифту	Системы байпасирования УЭЦН, без возможности постоянного получения данных

В основе данной условной классификации лежит возможность системы оборудования воздействовать на пласт: открытие/закрытие одного из пластов, возможность проведения замера дебита (косвенного или прямого) одного из пластов, осуществлять регулирование притока/приемистости скважины (изменение забойного давления).

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Применение малогабаритных УЭЦН для одновременно-раздельной эксплуатации

Установка электроцентробежного насоса или сокращенно УЭЦН представляет собой центробежный насос с множеством ступеней, называемых рабочими колесами, которые приводятся во вращение погружным электродвигателем (ПЭД) также находящимся в скважине. Двигатель в свою очередь получает питание с поверхности по высоковольтным кабелям, подключенным к трансформатору. Для проведения замеров и контроля подачи электроэнергии в эту цепь встраивается станция управления. Непосредственно насос должен опускаться чуть ниже динамического уровня жидкости в скважине (150-300 м в зависимости от различных условий) для предотвращения перегрева и стабильного извлечения флюида.

При подаче электропитания на ПЭД он передает вращение на рабочие колеса насоса, которые в свою очередь при помощи центробежных сил осуществляют подъем жидкости на устье скважины. Для защиты электрических цепей от жидкости, в связке насос-электродвигатель встраивается протектор (гидрозащита).

Существует множество разновидностей насосов, отличающихся между собой габаритами:

- габарит 2, внешний диаметр корпусной трубы насоса 55 мм;
- габарит 2А, внешний диаметр корпусной трубы насоса 69 мм;
- габарит 3, внешний диаметр корпусной трубы насоса 81 мм;
- габарит 4, внешний диаметр корпусной трубы насоса 86 мм;
- габарит 5, внешний диаметр корпусной трубы насоса 92 мм;
- габарит 5А, внешний диаметр корпусной трубы насоса 103 мм;
- габарит 6, внешний диаметр корпусной трубы насоса 114 мм;

- габарит 6А, внешний диаметр корпусной трубы насоса 123 мм и др;

При помощи данных габаритов, производится расчет минимального внутреннего диаметра обсадной колонны скважины [20].

Помимо данного способа добычи нефти имеются и другие, но УЭЦН имеют ряд преимуществ по сравнению с остальными:

- В большинстве случаев, себестоимость подъема флюида к поверхности очень низкая;
- Адаптируемость к наклонно-направленным скважинам с большими зенитными углами (до 80^0);
- Позволяет использовать минимум пространства под глубинные управляющие приборы и сопутствующие промысловые сооружения;
- Используется на шельфах и экологически уязвимых зонах как безопасное и гигиеничное оборудование;
- Очень высокая производительность
- Минимизирует износ НКТ и продлевает межремонтный период;
- Не требует огромного количества наземного оборудования.

Помимо всего прочего, не стоит забывать и про недостатки:

- Сложность и дороговизна СПО для проведения ремонтных (аварийных) работ в скважине;
- Сложная техническая система, требующая привлечение квалифицированного персонала;
- Низкая эффективность при добычи малых объемов;

Исходя из вышеперечисленного можно подчеркнуть, что применение УЭНЦ целесообразно в высокодебитных, обводненных, глубоких, при необходимости наклонных скважинах с дебитом от 20 до 1000 м³/сут и высотой подъема от 500 до 2000 м. Применение в низкодебитных, неглубоких скважинах является нецелесообразным [21].

3.2 Применение электроцентробежных насосов 3-го габарита

В качестве решения поставленной задачи, предлагается использование УЭЦН 3-го габарита. Поэтому необходимо изучить этот вид насосов более подробно.

Российская индустрия насосостроения активно развивается в области создания компактных насосных агрегатов. В 2011 году компания «Новомет-Пермь» создала техническую документацию на экспериментальные насосы «ОРЭ-УЭЦН-тандем», предназначенные для использования в скважинах с эксплуатационными колоннами размера 146 мм и 168 мм. Однако, на тот момент данное техническое решение не нашло промышленного применения. В настоящее время, технологический прогресс позволяет улучшать эффективность установок, что в будущем поможет оптимизировать процессы добычи углеводородов, особенно в сложных условиях скважин [22].

На данный момент разработанная компанией «Новомет-Пермь» установка электроцентробежного насоса 3 габарита имеет диаметр 95 мм, при диаметре насоса и двигателя в 81 мм. Такого рода установка может осуществлять подъем жидкости с глубины 3500 м с показателями подачи равным 20-500 м³/сут. Также она может работать в наклонно-направленных скважинах в искривленных до 4° на 10 метров стволах.

Для понимания преимуществ малогабаритных установок, необходимо понять область их применения:

- Осложненные скважины (в т.ч. сильноискривленные);
- Скважины с зауженным проходным сечением вследствие ремонта эксплуатационных колонн;
- Боковые стволы скважин;
- Скважины, вышедшие из консервации;
- Обсадные колонны наименьшего диаметра;
- Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов;
- Одновременная закачка и добыча через один ствол скважины.

Основные особенности

- Маленький внешний диаметр позволяет УЭЦН проходить в искривленные скважины, и легко извлекать ЭЦН из осложненных скважин в случае необходимости;
- Технология порошковой металлургии обеспечивает возможность производства рабочих органов с исключительной конструкцией, что обеспечивает лучшую работу с газом при меньшем габарите;
- В совокупности высокоэффективные насосы и вентильные двигатели снижают потребление энергии на 25%, при этом повышая надежность и долговечность оборудования [23].

При сравнении УЭЦН 3-го и 5-го габарита в плане энергоэффективности, установлено, что УЭЦН 5-го габарита имеет более высокий КПД, однако, для оценки энергоэффективности необходимо учитывать также коэффициент быстроходности насоса. Обычно, насосы меньшего размера имеют более высокий коэффициент быстроходности и меньший напор. Кроме того, малогабаритные УЭЦН достигают высокой энергоэффективности за счет использования ступеней, произведенных по порошковой технологии, что обеспечивает гладкую поверхность без шероховатостей.

В целом на практике КПД рабочей ступени малогабаритных насосов составляет 53–60% (в некоторых случаях до 70%) [24].

3.3 Компоновка технического решения

Как было упомянуто ранее, системы ОРЭ делятся на однонасосные и двухнасосные, двухнасосные, в свою очередь, могут быть однолифтовыми или двухлифтовыми. Предлагаемое техническое решение представляет собой систему ОРД с одним лифтом, которая основана на двух установках ЭЦН (верхней и нижней), расположенных на двух погружных вентильных приводах. Эта система также имеет возможность разобщения пластов с использованием пакера.

3.3.1 Состав компоновки технического решения

Предлагаемая установка добычи нефти 2УДН (рисунок 3) состоит из следующих компонентов (сверху вниз):

Наземные:

- Регистрирующий модуль РГС-Ю2;
- Станция управления;
- Планшайба с 2-мя кабельными вводами;

Подземные:

- Электроцентробежный насос (верх);
- Входной модуль;
- Гидрозащита (верх);
- Вентильный погружной электродвигатель (верх);
- Вентильный погружной электродвигатель (низ);
- Телеметрическая система 2ТМС;
- Гидрозащита (низ);
- Модуль сброса жидкости;
- Электроцентробежный насос с диспергатором (низ);
- Обратный клапан;
- Глубинный расходомер МИГ-60-485;
- Стыковочное устройство;
- Механический пакер осевой посадки;
- Фильтр скважинный.

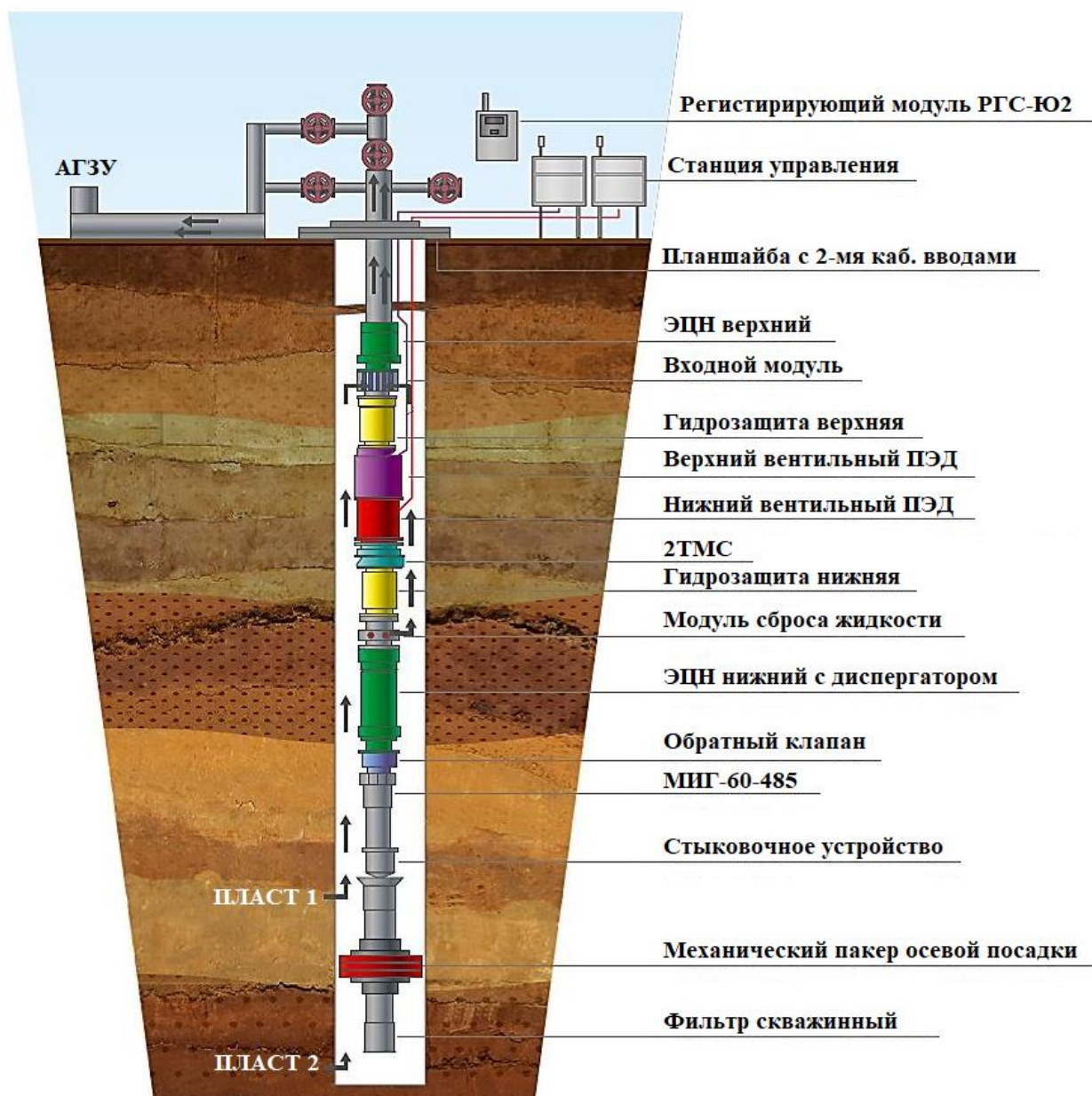


Рисунок 3 – Компоновка 2 УДН

3.3.2 Принцип работы предлагаемого решения

Нижний вентильный двигатель управляет нижней УЭЦН для забора флюида в подпакерной области с последующей перекачкой в затрубное пространство. Подбор УЭЦН производится согласно установленным геолого-техническим характеристикам нижнего пласта и имеет следующие заданные параметры:

- Дебит жидкости до $500 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- Напор до 1500 м.

В свою очередь верхний вентильный двигатель управляет верхней УЭЦН, также для забора флюида, как с нижней установки, так и с надпакерного пласта. В данном случае подбор УЭЦН производится согласно геолого-техническим характеристикам обоих пластов и имеет следующие заданные параметры:

- Дебит жидкости до 1000 м³/сут;
- Напор до 4000 м.

Контроль за параметрами установок осуществляют система МИГ-60-485 и телеметрия 2ТМС.

МИГ-60-485 - это интегрированная система измерения, предназначенная для проведения различных измерений при добыче нефти и газа. Она устанавливается над нижним пластом и позволяет осуществлять контроль за пластовым давлением, температурой, а также производить оценку расхода и влагосодержания извлекаемой скважинной жидкости.

2ТМС – это телеметрическая система, которая обеспечивает полный контроль за работой погружных электродвигателей. Эта система позволяет отслеживать такие показатели, как температура среды вокруг двигателей, температура масла в них, давление скважинной среды и уровень вибрации во время работы ПЭД.

После проведения и сбора телеметрической информации от МИГ-60-485 и 2ТМС, она передается на наземное оборудование через силовой кабель ПЭД. Информация отображается на регистраторе РГС, после чего сохраняется и передается на удаленный сервер при помощи GSM-канала (Global System for Mobile Communications), а также в систему телемеханики.

3.3.3 Задачи и особенности компоновки

Компоновка позволяет решать следующие задачи:

1. Снятие (минимизация) лицензионных рисков с недропользователя.

Соответствие постановлению Федерального горного и промышленного надзора России от 6 июня 2003 г. №71 «Об утверждении Правил охраны недр»

(с изменениями от 30 июня 2009 г.): «Одновременно раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной допускается при наличии сменного внутрискважинного оборудования, обеспечивающего возможность реализации раздельного учета добываемой продукции, промысловых исследований каждого пласта раздельно и проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов».

2. Контроль за параметрами в режиме реального времени.

Благодаря непрерывному онлайн мониторингу режима работы нижнего пласта и погружного электродвигателя (ПЭД), компания имеет возможность реагировать на изменения в скважинной обстановке в режиме реального времени, улучшая тем самым процесс добычи и контролируя параметры работы ПЭД. Сохраненный архив позволяет отслеживать историю работы скважины, оценивать влияние смежных объектов на ее работу и контролировать работы, выполняемые на них.

3. Увеличение добычи нефти.

Повышение уровня добычи нефти достигается за счет разобщения пластов и персональному подбору режима работы каждого отдельно взятого пласта.

Технологические особенности и преимущества данной компоновки:

- Оперативный учет показателей нижнего эксплуатационного объекта – дебита, давления, температуры, влагометрии;
- Возможность проверки посадки пакера на герметичность;
- Получение должного охлаждения электродвигателя за счет притока жидкости с обоих пластов;
- Использование стандартного пакера осевой посадки;
- Подъем оборудования при аварийных работах производится отдельно от пакерного оборудования;

- Включение, отключение, регулирование нижнего насоса производится нижним вентильным ПЭД;
- Имеется возможность проведения исследования по КВД каждого объекта разработки отдельно, благодаря контролю двух датчиков МИГ и 2ТМС двух отдельных пластов (верхнего и нижнего);
- Возможность проведения гидродинамического исследования скважины (ГДИС) и обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) после подъема глубинно-насосного оборудования (ГНО) без демонтажа пакерного оборудования.

3.3.4 Описание и технические характеристики измерительного комплекса

Цель комплексной системы измерения заключается в мониторинге энергетического состояния месторождений и выявлении гидродинамических характеристик пластов. Система включает в себя:

- Измерительный модуль МИГ-60;
- Термоманометрическая система 2 ТМС;
- Стационарный скважинный регистратор РГС;

Измерительный комплекс производит мониторинг следующих параметров:

- Температуры;
- Давления;
- Расход жидкости;
- Влагосодержания.

Для более глубокого понимания измерительной системы, рассмотрим модули более детально.

3.3.4.1 Измерительный модуль МИГ-60

Для контроля параметров нижнего пласта используем модуль МИГ-60 (рисунок 4), который позволяет осуществлять замер пластовых давлений и температур, расхода жидкости и влагосодержания.

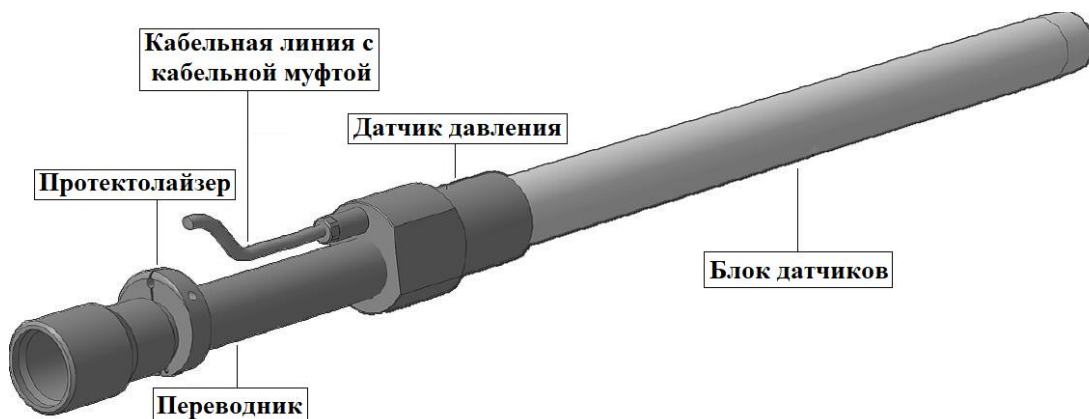


Рисунок 4 – Измерительный модуль МИГ-60

Блок датчиков находится в защитном кожухе, и крепится через переходник к подвеске НКТ. Кабельная линия с кабельной муфтой соединяется с вышерасположенной телеметрической системой 2ТМС. К переходнику при помощи протектолайзера крепится кабельная линия. Непосредственно технические характеристики были сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Технические характеристики МИГ-60

Характеристики	Значение
Условия эксплуатации	
Максимальная температура окружающей жидкости, °С	120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	44
Рабочая среда	Вода, нефть, газ
Габаритные и присоединительные размеры	
Длина, не более, мм	1600
Максимальный диаметр, не более, мм	113
Присоединительные размеры	НКТ 73
Метрологические характеристики	
Диапазон измеряемого избыточного давления, МПа	0,4
Допускаемая приведенная погрешность, не больше, %	0,15
Разрешающая способность измерения давления, МПа	0,001
Диапазон измерения температуры, °С	5...120
Допускаемая абсолютная погрешность измерения температуры, °С	0,02
Разрешающая способность измерения температуры, °С	0,003
Диапазон измерения расхода, м ³ /час	0,4...100
Основная приведенная погрешность измерения расхода, %	4
Диапазон определения влагосодержания, усл. ед.	0...100

3.3.4.2 Стационарный скважинный регистратор (РГС)

Скважинный регистратор (рисунок 5) выполняет функции приема, хранения, отображения и передачи телеметрических данных измерительной системы на удаленный сервер и систему телемеханики. Технические характеристики внесены в таблицу 6.



Рисунок 5 – Стационарный скважинный регистратор РГС

Таблица 5 – Технические характеристики МИГ-60

Характеристики	Значение
Климатическое исполнение	УХЛ2
Габаритные размеры (В/Г/Ш), мм	500/500/210
Напряжение питания регистратора, В	220
Частота регистратора, Гц	50
Наличие резервного аккумулятора	да
Время работы от резервного аккумулятора	Не менее 24 часов при температуре не ниже -10°C
Время хранения данных, не менее, лет	1
Канал передачи на удаленный сервер	GSM
Интерфейс связи с ТМСН	RS-485

3.3.4.3 Термоманометрическая система 2ТМС

Данная термоманометрическая система (рисунок 6) предназначена для измерения и последующей передачи на станцию управления таких параметров работы УЭЦН как:

- Температура погружного электродвигателя и окружающей среды;
- Давления на приеме насоса;
- Вибрации по всем осям.

Технические характеристики внесены в таблицу 7.

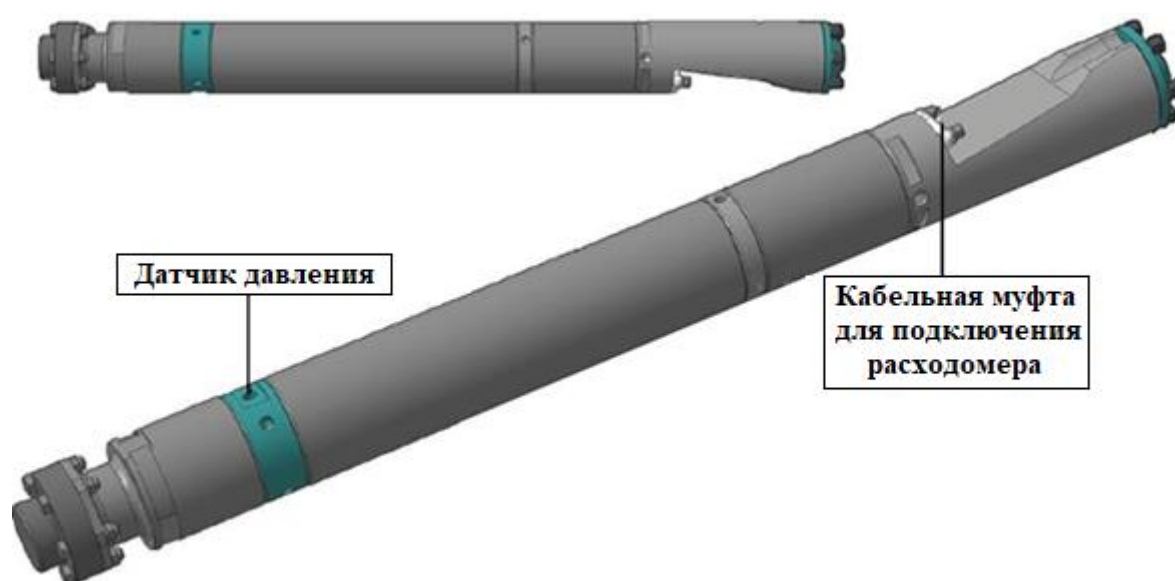


Рисунок 6 – Термоманометрическая система 2ТМС

Таблица 7 – Технические характеристики 2ТМС

Характеристики	Значение
Номинальное напряжение питания на входе в наземный блок, В	220±15%
Номинальная частота питающей сети, Гц	50±1
Потребляемая мощность, не более, Вт	90
Температура эксплуатации наземного блока, °С	-6...+50
Климатическое исполнение наземного блока	УХЛ2 (ГОСТ 15150-69)
Температура хранения погружного блока, °С	-60...+50
Рабочая температура окружающей среды для погружного блока, °С	0...150

Термоманометрическая система включает в себя два блока – наземный ТМСН и погружной ТМСП:

- ТМСН принимает и преобразует полученные данные от ТМСП, после чего передает всю информацию на станцию управления;
- ТМСП преобразовывает информацию, полученную в скважине (показатели температуры, давления, вибрации).

3.4 Опыт внедрения технологического решения

Как было указано выше, данную технологию в виде компоновки 2УДН было решено внедрить в АО «Оренбургнефть» по схеме «ЭЦН-ЭЦН»:

Объектом проведенных работ является скважина №У У нефтяного месторождения.

В основе лежит однолифтовая система с двумя работающими электроцентробежными насосами. Каждый насос эксплуатирует отдельный объект. Колонна НКТ является общей, разделения нет.

Исходные характеристики скважины:

- Дебит жидкости – 17 м³/сут;
- Дебит нефти – 7,8 т/сут;
- Ободненность продукции – 46%;

Для простоты исходные характеристики пластов указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика пластов скважины №У У месторождения

Параметр	Ед. изм.	Основной пласт	Приобщаемый пласт
		T ₁	Д _{фр}
Искусственный забой	м	3840	3840
Кровля пласта	м	3182	3570
Обводнённость	%	5	1
Пластовое давление	ат	138	217
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут·ат	0,2	0,15
Давление насыщения при пластовых условиях	атм	191	191
Газовый фактор	м ³ /т	116	111
Объёмный коэффициент нефти		1,27	1,29
Плотность нефти (пластовые условия)	кг/м ³	0,789	0,751
Плотность нефти (поверхностные условия)	кг/м ³	0,843	0,857
Плотность воды (пластовые условия)	кг/м ³	1,148	1,183
Плотность газа (пластовые условия)	кг/м ³	-	1,066
Динамическая вязкость нефти (в пластовых условиях)	мПа·с	3,44	1,77

Продолжение таблицы 8

Динамическая вязкость нефти (в поверхностных условиях)	мПа·с	6,29	7,72
Пластовая температура	град, С	51	57

Ожидаемый дебит по жидкости составляет $\approx 60 \text{ м}^3/\text{сут}$, в тот момент как по нефти $\approx 32 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Полная компоновка для скважины №У показана на рисунке 7.

В ходе проведенных испытаний были получены следующие результаты:

1. Схема оборудования, практически протестированная на одновременно-раздельной добыче из двух пластов с помощью ЭЦН-ЭЦН, дает возможность отбирать пробы жидкости из каждого объекта отдельно (при условии остановки одного из насосов) и контролировать все необходимые параметры в процессе эксплуатации, такие как:

- Дебит флюида по каждому объекту;
- Забойное давление.

2. Оборудование позволяет работать с двумя проектами добычи независимо друг от друга, таким образом для каждого проекта устанавливается требуемое забойное давление в процессе эксплуатации.

В процессе проведения исследования были выявлены или же подчеркнуты уже имеющиеся преимущества, в предложенной технологии:

1. Уменьшение объемов бурения из-за отсутствия необходимости по причине использования одного ствола скважины для разработки двух горизонтов;

2. Повышение рентабельности и экономической выгоды за счет внедрения большего количества эксплуатационных объектов;

3. Система разработки позволяет одновременно добывать запасы из различных эксплуатационных объектов с помощью одной системы скважин.

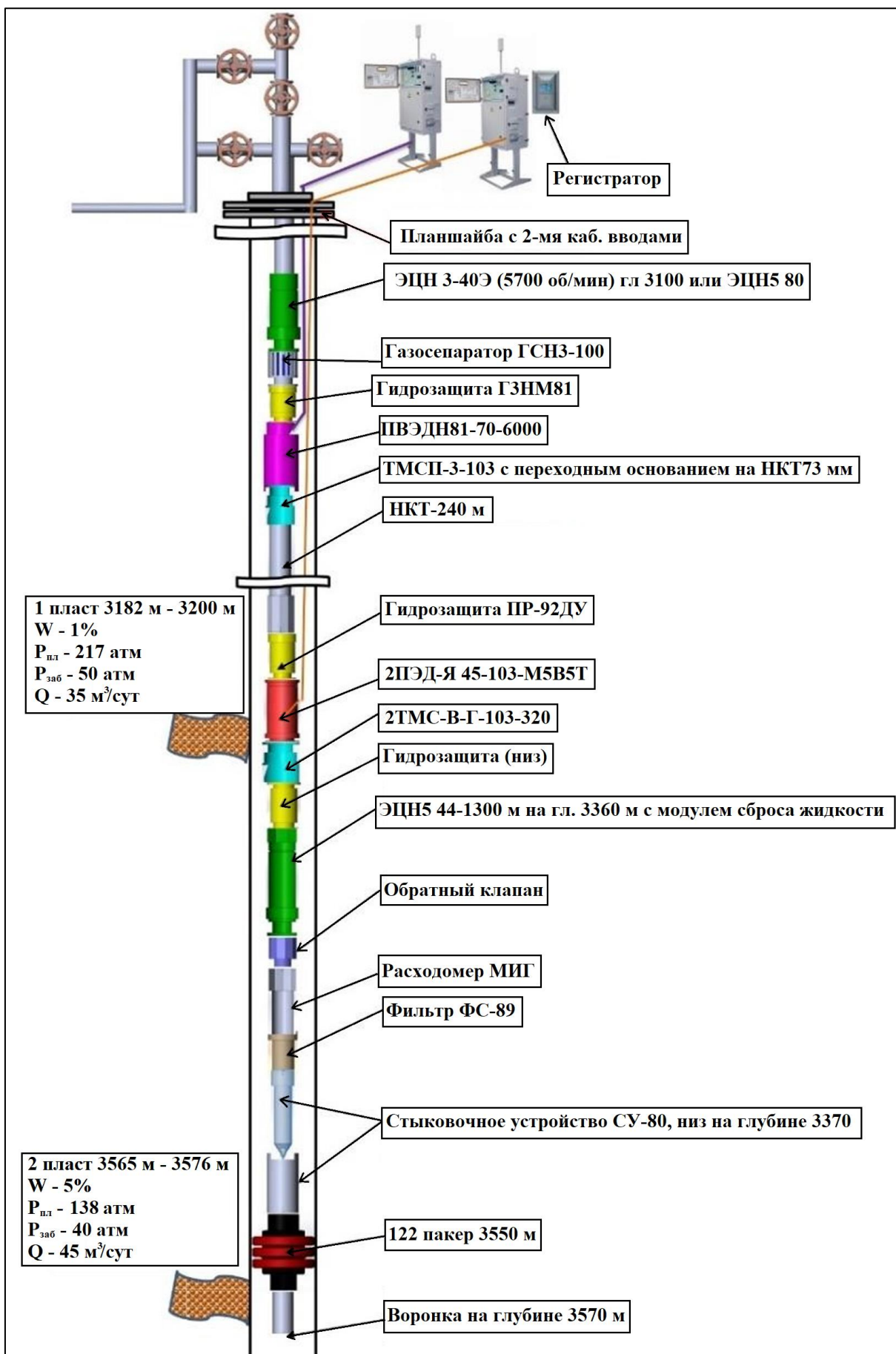


Рисунок 7 – Схема 2УДН для скважины №У У месторождения

3.4 Технологический расчет УЭЦН для скважины №X X нефтяного месторождения

В качестве исследуемого X месторождения предлагается объект с двумя разными по пористости, давлению, проницаемости, вязкости нефти и другими характеристиками пластами. На данном объекте будет реализована одновременно-раздельная эксплуатация одной сеткой скважин.

Условия месторождений Оренбургской области ограничивают применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации. Для обеспечения работы оборудования через одну скважину, оно должно допускать:

- Создание и поддержание заданного забойного давления;
- Замер дебита по каждому объекту;
- Возможность исследования каждого пласта (метод пробных откачек или метод снятия КВД);
- Возможность производить ПРС;
- Регулирование отбора жидкости из каждого пласта;
- Операции по обеспечению притока скважины и её освоению.

Следует заметить, что существует возможность модифицировать установки в зависимости от условий эксплуатации.

Основываясь на этих данных можно подтвердить, что предлагаемое технологическое решение подходит для его реализации.

Все вышеперечисленное означает, что технология и соответствующее оборудование для раздельной эксплуатации должны позволять выполнение всех технологических мероприятий, которые применяются при разработке этих пластов отдельными скважинами.

Для реализации технологического решения были выбраны следующие скважины: №X, X₁, X₂, X₃, X₄, X₅, X₆. Каждая из отобранных скважин, как и необходимо эксплуатируют два продуктивных пласта.

Для проведения технологического расчета скважина №Х месторождения Х была отобрана для подбора насосного оборудования. Рассматриваемый геологический участок данной скважины относится к пластам О_{4а} и Т₁ характеристики которых показаны в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета [29]

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – О _{4а}		Приобщаемый объект – Т ₁	
		Нефть	Вода	Нефть	Вода
Плотность	кг/м ³	812	1175	854	1178
Коэффициент кинематической вязкости	м ² /с·10 ⁻⁵	0,152	0,088	0,203	0,083
Планируемый дебит скважины	м ³ /сутки	58,06		32,16	
Обводненность продукции пласта	доли ед.	0,77		0,77	
Газовый фактор	м ³ / м ³	70,4		99,6	
Объемный коэффициент нефти		1,169		1,351	
Глубина расположения пласта (отверстий перфорации)	м	2595-2603		2853-2863	
Пластовое давление	МПа	27,63		30,75	
Давление насыщения	МПа	5,14		9,27	
Пластовая температура	°С	51		53	
Температурный градиент	°С	0,03		0,03	
Коэффициент продуктивности	м ³ / сут·атм	3,28		1,13	
Буферное давление	МПа	2,13		2,13	
Затрубное давление	МПа	4,01		4,01	
Внутренний диаметр обсадной колонны	мм	150		150	
Эффективная вязкость смеси	м ² /с·10 ⁻⁵	0,226		0,226	

Анализ параметров скважины №Х доказывает соответствие по главным геолого-технологическим требованиям к внедрению одновременно-раздельно добычи. Как и было указано ранее за счет проведения ОРД будет наблюдаться повышение добычи флюида, что подтвердилось в проеденных расчетах.

Методика подбора насосного оборудования для скважин базируется на понимании законов фильтрации пластового флюида в призабойной зоне и самом пласте, а также на законах движения нефтегазовой смеси через

обсадную и НКТ колонны. Также методика учитывает гидравлические законы центробежных погружных насосов. Важным фактором является точное определение температуры перекачиваемой жидкости и элементов насосной установки. По этой причине, в методике подбора насосов уделяется большое внимание термодинамическим процессам взаимодействия насоса, погружного электродвигателя и электрических кабелей с пластовым флюидом, термодинамические характеристики которого зависят от окружающих условий.

Произведем подбор необходимого оборудования для основного пласта.

1. Определяем плотность смеси на участке «забой скважины – прием электроцентробежного насоса»:

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} \cdot b + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - b) \quad (3)$$

Где,

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, кг/м³;

b – обводненность.

$$\rho_{\text{см}} = 1175 \cdot 0,77 + 812 \cdot (1 - 0,77) = 1091,51 \text{ кг/м}^3$$

2. Определяем забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}} \quad (4)$$

Где,

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа;

Q – планируемый дебит скважины м³/сут;

$K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут·м.

$$P_{\text{заб}} = 27,63 - \frac{58,06}{3,28} = 9,93 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

3. Определяем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{СКВ}} - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{см}}} \cdot g \quad (5)$$

Где,

$L_{\text{СКВ}}$ – глубина расположения пласта, м.

$$H_{\text{дин}} = 2595 - \frac{9,93 \cdot 10^6}{1091,51} \cdot 9,81 = 1667,75 \text{ м}$$

4. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона и данного типа насоса (принимая $\Gamma = 0,15$):

$$P_{\text{пл}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} \quad (6)$$

Где,

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа.

$$P_{\text{пл}} = (1 - 0,15) \cdot 5,14 \cdot 10^6 = 4,37 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

5. Определяем глубину подвески насоса:

$$L = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{см}}} \cdot g \quad (7)$$

$$L = 1667,75 + \frac{4,37 \cdot 10^6}{1091,51} \cdot 9,81 = 2075,67 \text{ м}$$

6. Определяем температуру пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{СКВ}} - L) \cdot G_{\text{Т}} \quad (8)$$

Где,

$T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С;

$G_{\text{Т}}$ – температурный градиент, °С/м.

$$T = 51 - (2595 - 2075,67) \cdot 0,03 = 33,34 \text{ °С}$$

7. Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B^* = b + (1 - b) \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}} \right] \quad (9)$$

Где,

B – объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

b – обводненность продукции;

$P_{\text{пр}}$ – давление на входе в насос, МПа;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа.

$$B^* = 0,77 + (1 - 0,77) \left[1 + (1,17 - 1) \cdot \sqrt{\frac{4,37}{5,14}} \right] = 1,035$$

8. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot B^* \quad (10)$$

$$Q_{\text{пр}} = 58,06 \cdot 1,035 = 60,14 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,000696 \text{ м}^3/\text{с}$$

9. Определяем объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{\text{пр}} = G \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}} \right) \quad (11)$$

Где,

G – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

$$G_{\text{пр}} = 70,4 \cdot \left(1 - \frac{4,37}{5,14} \right) = 10,56 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

10. Определяем газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}} \right) / B^* / G_{\text{пр}} + 1} \quad (12)$$

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{4,37}{5,14} \right) / 1,035 / 10,56 + 1} = 0,461$$

11. Вычисляем расход газа на входе в насос:

$$Q_{\text{г.пр.с.}} = \frac{Q_{\text{пр}} \cdot \beta_{\text{вх}}}{1 - \beta_{\text{вх}}} \quad (13)$$

$$Q_{\text{г.пр.с.}} = \frac{60,14 \cdot 0,461}{1 - 0,461} = 51,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

12. Вычисляем приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C = \frac{Q_{\text{г.пр.с.}}}{f_{\text{СКВ}}} \quad (14)$$

Где,

$f_{\text{скв}}$ – площадь сечения скважины на приеме насоса, м^2 .

$$f_{\text{скв}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (15)$$

Где,

d – диаметр обсадной колонны, м.

$$f_{\text{скв}} = \frac{3,14 \cdot 0,150^2}{4} = 0,0177 \text{ м}^2$$
$$C = \frac{51,44}{24 \cdot 3600 \cdot 0,0177} = 0,034 \text{ м/с}$$

13. Определяем истинное газосодержание на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{вх}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C} \cdot \beta_{\text{вх}}} \quad (16)$$

Где,

$C_{\text{п}}$ – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ($C_{\text{п}} = 0,02 \text{ см/с}$ при $b < 0,5$ и $C_{\text{п}} = 0,16 \text{ см/с}$ при $b > 0,5$).

$$\varphi = \frac{0,461}{1 + \frac{0,0016}{0,034} \cdot 0,461} = 0,451$$

14. Определяем работу газа на участке «забой-приём насоса»

$$P_{\Gamma_1} = P_{\text{нас}} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi} - 1 \right) \quad (17)$$

$$P_{\Gamma_1} = 5,14 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,451} - 1 \right) = 1,13 \text{ МПа}$$

15. Определяем работу газа на участке «нагнетание насоса-устье скважины»:

$$P_{\Gamma_2} = P_{\text{нас}} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi_{\text{бyf}}} - 1 \right) \quad (18)$$

Где,

$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C} \cdot \beta_{\text{буф}}} \quad (19)$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}\right) / B_{\text{буф}}^* / G_{\text{буф}} + 1} \quad (20)$$

Величины с индексом «буф» относят к сечению устья скважины и являются «буферными» давлением, газосодержанием и т.д.

$$B_{\text{буф}}^* = b + (1 - b) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{буф}}}{P_{\text{нас}}}} \right] \quad (21)$$

$$B_{\text{буф}}^* = 0,77 + (1 - 0,77) \cdot \left[1 + (1,17 - 1) \cdot \sqrt{\frac{2,13}{5,14}} \right] = 1,025$$

$$G_{\text{буф}} = G \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{буф}}}{P_{\text{нас}}} \right) \quad (22)$$

$$G_{\text{буф}} = 70,4 \cdot \left(1 - \frac{2,13}{5,14} \right) = 41,26 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{4,37}{5,14}\right) / 1,025 / 41,26 + 1} = 0,96$$

$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{0,96}{1 + \frac{0,0016}{0,034} \cdot 0,96} = 0,92$$

$$P_{\Gamma_2} = 5,14 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,92} - 1 \right) = 3,02 \text{ МПа}$$

16. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho \cdot g \cdot H_{\text{дин}} + P_{\text{буф}} - P_{\Gamma_1} - P_{\Gamma_2} \quad (23)$$

$$P = 1091,51 \cdot 9,81 \cdot 1667,75 + 2,13 \cdot 10^6 - 1,13 \cdot 10^6 - 3,02 \cdot 10^6 = \\ = 15,83 \text{ МПа}$$

Через потребное давление насоса определяем напор насоса:

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g} \quad (24)$$

$$H = \frac{15,83 \cdot 10^6}{1091,51 \cdot 9,81} = 1478,3 \text{ м}$$

17. По величине подачи насоса на входе, напору насоса и внутреннему диаметру обсадной колонны выбираем размер УЭЦН. Но необходимо учитывать, что данный расчет не предполагает подъем жидкости из приобшеченного пласта. Поэтому по аналогичной методике необходимо определить те же параметры, что и для основного объекта. Результаты расчетов по основному и приобшеченному объекту внесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов по основному и приобшеченному объекту

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – О _{4а}	Приобшеченный объект – Т ₁
Подача насоса на входе	м ³ /сутки	58,06 (90,22*)	32,16
Потребное давление	МПа	15,83	23,32
Напор	м	1478,3	2154,55
Внутренний диаметр обсадной колонны	мм	150	150

* - Необходимо учитывать тот факт, что верхний насос работающий на основном объекте должен производить подъем как верхнего, так и нижнего пласта, поэтому подача насоса на основном объекте складывается из подачи на основном и на приобшеченном объекте.

Благодаря рассчитанным данным можно определить необходимый электроцентробежный насос из приведенных малогабаритных насосов компании «Новомет»:

- Верхний пласт (основной) – ЭЦН-125Э (компрессионного исполнения);
- Нижний пласт (приобшеченный) – ВННЗ-35Э (компрессионного исполнения).

Внешний диаметр обеих установок равен 81 мм.

Величины, характеризующие работу выбранного оборудования в оптимальном режиме [30]:

ЭЦНЗ-125Э (компрессионного исполнения):

- оптимальная подача насоса на воде - $Q_{ов} = 125 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,00145 \text{ м}^3/\text{с}$;
- оптимальный КПД насоса на воде - $\eta_{ов} = 0,46$;
- оптимальная мощность насоса на воде - $N_{ов} = 14,05 \text{ кВт}$.

ВННЗ-35Э (компрессионного исполнения):

- оптимальная подача насоса на воде - $Q_{ов} = 35 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,000405 \text{ м}^3/\text{с}$;
- оптимальный КПД насоса на воде - $\eta_{ов} = 0,4$;
- оптимальная мощность насоса на воде - $N_{ов} = 8,2 \text{ кВт}$.

18. Определяем коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтеводогазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Q_v} = 1 - 4,95 \cdot \nu^{0,85} \cdot Q_{ов}^{-0,57} \quad (25)$$

Где,

ν – эффективная вязкость смеси, $\text{м}^2/\text{с} \cdot 10^{-5}$.

$$K_{Q_v} = 1 - 4,95 \cdot (0,23 \cdot 10^{-5})^{0,85} \cdot 0,00145^{-0,57} = 0,997$$

19. Вычисляем коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta_v} = 1 - \frac{1,95 \cdot \nu^{0,4}}{Q_{ов}^{0,27}} \quad (26)$$

$$K_{\eta_v} = 1 - \frac{1,95 \cdot (0,23 \cdot 10^{-5})^{0,4}}{0,00145^{0,27}} = 0,94$$

20. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{Q_{пр}}{f_{СКВ.К}}} \quad (27)$$

Где,

$f_{СКВ. К}$ – площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса, м^2 .

$$f_{СКВ.К} = f_{СКВ} - f_H \quad (28)$$

Где,

f_H – площадь сечения насоса, м^2 .

$$f_H = \frac{\pi \cdot d_H^2}{4} \quad (29)$$

Где,

d_H – диаметр насоса, м.

$$f_H = \frac{3,14 \cdot 0,081^2}{4} = 0,005 \text{ м}^2$$

$$f_{\text{СКВ.К}} = 0,018 - 0,005 = 0,013 \text{ м}^2$$

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{0,000696}{0,013}} = 0,75$$

21. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{\text{ж.пр}}}{Q_{\text{ов}}} \quad (30)$$

$$q = \frac{0,000696}{0,00145} = 0,48$$

22. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ж.пр}}}{Q_{\text{ов}} \cdot K_{Q_v}} \quad (31)$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{0,000696}{0,00145 \cdot 0,997} = 0,48$$

23. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{\text{пр}} = \beta_{\text{вх}} \cdot (1 - K_c) \quad (32)$$

$$\beta_{\text{пр}} = 0,46 \cdot (1 - 0,75) = 0,12$$

24. Определяем коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{H_v} = 1 - \frac{1,07 \cdot \nu^{0,6} \cdot q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ов}}^{0,57}} \quad (33)$$

$$K_{H_v} = 1 - \frac{1,07 \cdot (0,23 \cdot 10^{-5})^{0,6} \cdot 0,58}{0,00145^{0,57}} = 0,99$$

25. Определяем коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta_{\text{пр}}}{(0,85 - 0,31 \cdot q_{\text{пр}})^A} \quad (34)$$

Где,

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot q_{\text{пр}} + (6,8 \cdot q_{\text{пр}})^2} \quad (35)$$

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot 0,48 + (6,8 \cdot 0,48)^2} = 0,06$$

$$K = \frac{1 - 0,18}{(0,85 - 0,31 \cdot 0,58)^{0,06}} = 0,9$$

26. Определяем напор насоса на вводе при оптимальном режиме:

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{H_v}} \quad (36)$$

$$H = \frac{15,83 \cdot 10^6}{1091,51 \cdot 9,81 \cdot 0,9 \cdot 0,99} = 1651,5 \text{ м}$$

27. Вычисляем необходимое число ступеней насоса:

$$Z = \frac{H}{h_c} \quad (37)$$

Где,

h_c – напор одной ступени выбранного насоса.

$$h_c = 8,35 \text{ м}$$

$$Z = \frac{1651,5}{8,35} = 197,7 \approx 198$$

Число Z округляется до большего значения целого числа.

28. Определяем КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta = K_{\eta_v} \cdot K_c \cdot \eta_{\text{ов}} \quad (38)$$

$$\eta = 0,99 \cdot 0,75 \cdot 0,46 = 0,34$$

29. Определяем мощность насоса [30]:

$$N = \frac{P \cdot Q}{\eta} \quad (39)$$

$$N = \frac{7,29 \cdot 10^6 \cdot 0,00162}{0,32} = 34,9 \text{ кВт}$$

Напорная и частотная характеристики выбранного оборудования для основного объекта представлены на рисунках 8 и 9.

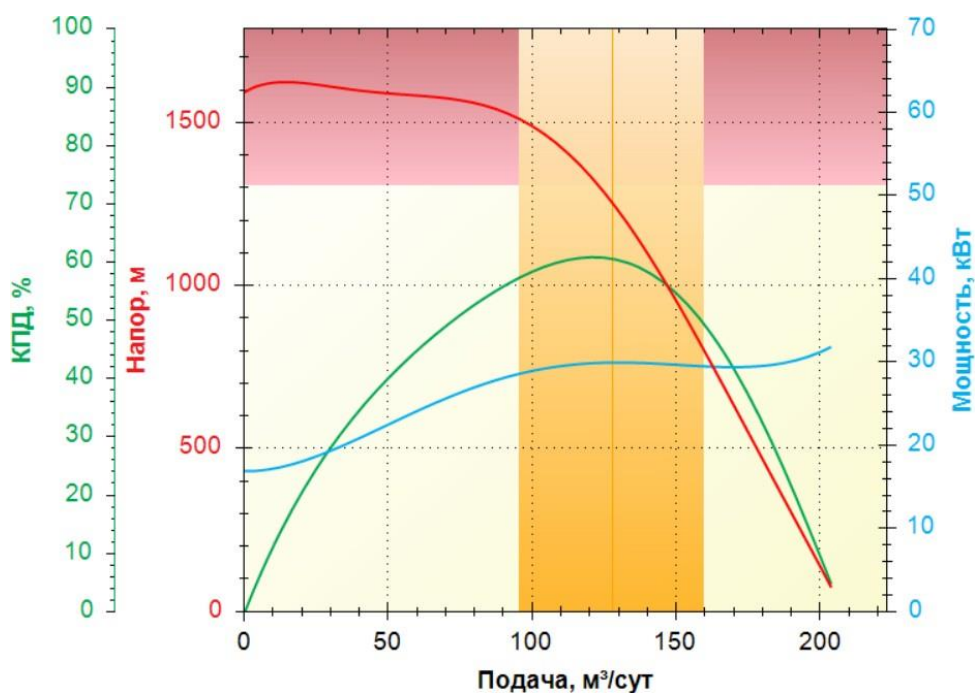


Рисунок 8 – Напорная характеристика ЭЦНЗ-125Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней равным 198

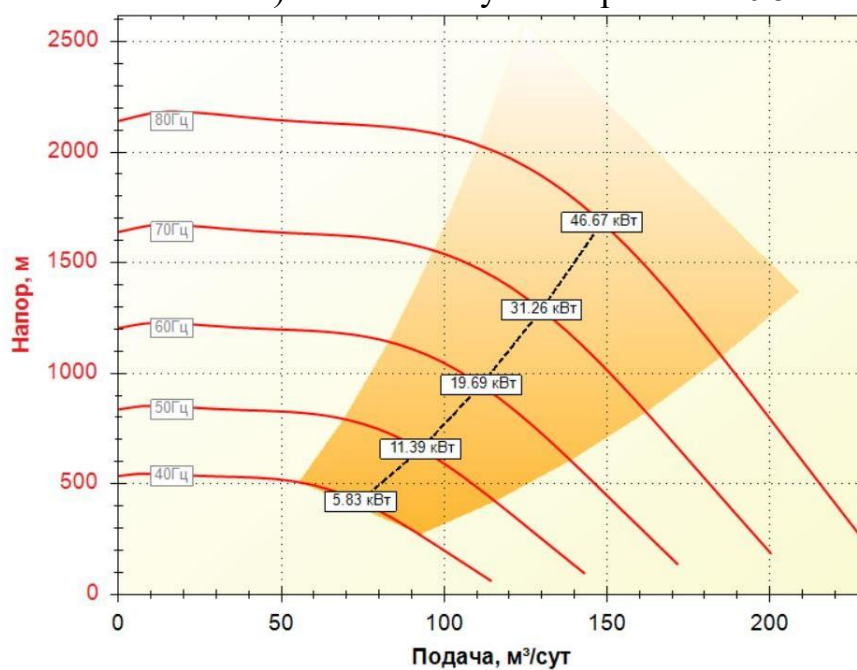


Рисунок 9 – Частотная характеристика ЭЦНЗ-125Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней равным 198

Используя те же самые действия, определяем параметры для приобщаемого объекта.

Напорная и частотная характеристики выбранного оборудования для приобщаемого объекта представлены на рисунках 10 и 11.

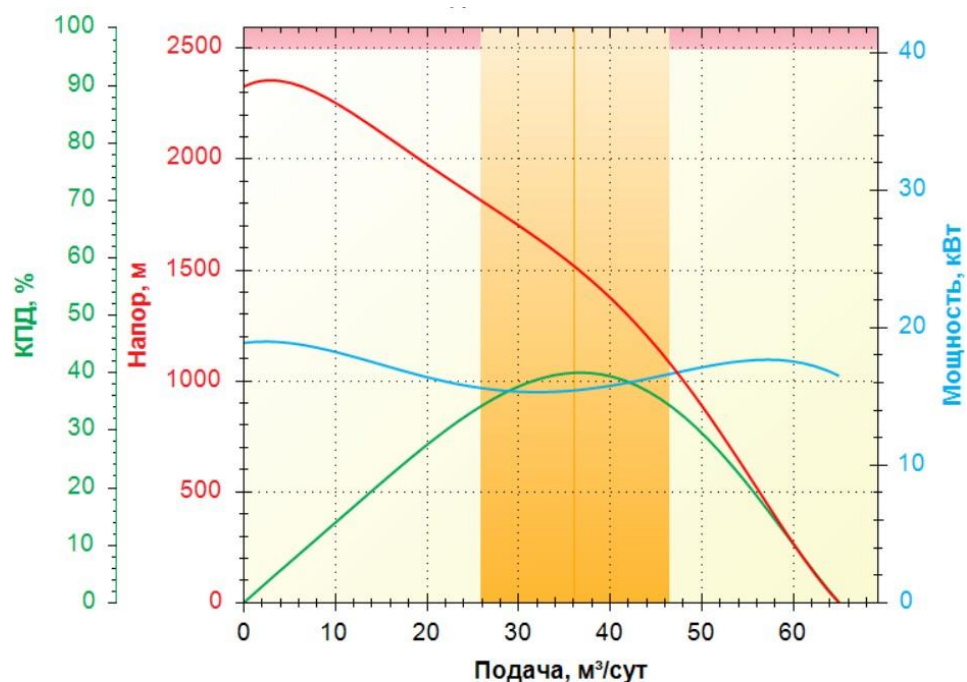


Рисунок 10 – Напорная характеристика ВННЗ-35Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней равным 256

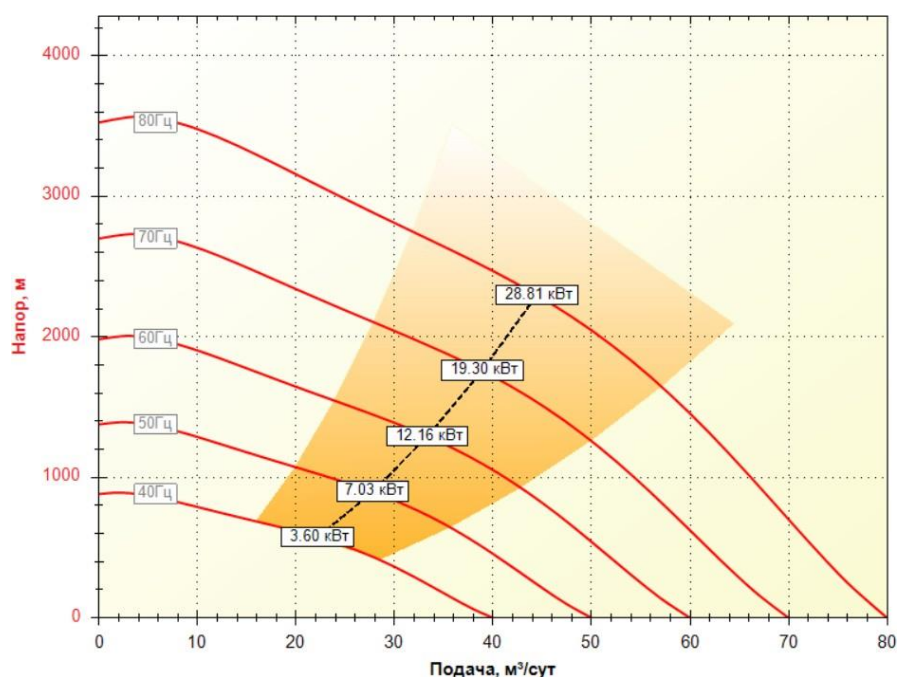


Рисунок 11 – Частотная характеристика ВННЗ-35Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней равным 256

Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту

Параметр	Единицы измерения	Основное объект – О _{4а}	Приобщаемый объект Т ₁
Напор насоса на воде при оптимальном режиме	м	835,32	926,81
Необходимое число ступеней насоса	шт.	198	256
КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы	%	35,86	33,53
Мощность насоса	кВт	27,82	21

Таким образом в ходе проведения расчетов, было определено оптимальное погружное оборудование (УЭЦН) для скважины №Х Х месторождения. В качестве погружного оборудования для основного объекта был выбран ЭЦНЗ-125Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней 198, тогда как для приобщаемого определили ВННЗ-35Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней 256.

В процессе работы погружного оборудования, как и говорилось ранее, будут возникать осложнения, с которыми необходимо бороться. Выбранное оборудование имеет множество модификаций, каждая из которых подходит к определенным условиям эксплуатации. Пользуясь таким спектром модификаций необходимо предложить те модификации или мероприятия, которые помогут в решении проблем с возникшими осложнениями.

1. Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложением

Превалирующей причиной образования отложений солей, как правило, является дисбаланс карбонатной системы в связи с изменением термобарических параметров. Наиболее интенсивное отложение солей отмечается в трубах с небольшим диаметром (до 50 мм), а также в задвижках, клапанах и переходных патрубках, где возникает повышенная турбулентность потоков газов и жидкостей.

Для предупреждения отложений солей рекомендуется прибегнуть к следующим методам:

- подбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления (ППД) с наименьшим показателем минерализации;

- сохранение высоким или увеличение скоростного потока жидкости в трубопроводах;
- использование специальных гладких (полимерных) покрытий на внутренних частях труб;
- использование ингибиторов типа ПАФ, как периодическую задавку в ПЗП или постоянную добавку в затрубное пространство скважин.

2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Причиной возникновения коррозии является агрессивная среда, в данном случае наисильнейшим агрессором является сера, которая в достаточно большом количестве растворена в нефти X месторождения.

В качестве предупреждающих мероприятий стоит:

- применять защитные покрытия для всех труб и оборудования, контактирующего с агрессивной средой;
- закачка химических реагентов, в данном случае целесообразно использовать ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007 (с непрерывной, либо периодической закачкой), которые отлично зарекомендовали себя на месторождениях Западной Сибири (защитный эффект более 95%), либо амфикор (защитный эффект $\approx 90\%$).

3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Самым распространенным и наиболее эффективным способом борьбы с отложением парафинов является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей.

Воспользовавшись опытом применения реагентов прошлых лет, можно выделить такие ингибиторы как: СНПХ-7401, СОНПАР. Помимо этого, рекомендуется использовать в качестве удалителей: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков бутиловых спиртов (РПС-67) или легкую пиролизную смолу (ЛПС) с гексановой фракцией.

Скважины с интенсивной парафинизацией (межочистной период 5-20 суток) оборудования, рекомендовано обрабатывать ингибиторами типа

СНПХ, ИПС, непрерывным дозированием при помощи насосов типа НД, УДС, УДЭ.

Скважины с менее активной парафинизацией (20-30 суток) оборудования, рекомендовано обрабатывать удалителями.

В качестве пассивной защиты подойдет применение нанесения покрытия стекла и эмали на внутренние стенки НКТ. Также для предотвращения застывания парафина при движении по трубам, используют нагревательные кабели (полотна), чтобы поддерживать температуру стенок трубопроводов. Наиболее экономичным и в какой-то степени рациональным является применение теплоизоляционных покрытий на трубах.

Новейшие технологии также помогают в борьбе с АСПО. К примеру использование магнитных или ультразвуковых воздействий помогают разрушать кристаллическую решетку парафина. С этим справится магнитный депарафинизатор МОЖ-72. Обработка флюида постоянным магнитным полем поможет повысить время межочистного периода.

3.4.1 Результаты технологического расчета

В ходе выполнения технологического расчета был произведен подбор оптимального погружного оборудования (УЭЦН) для скважины №Х Х нефтяного месторождения. Все расчеты были произведены согласно методике, Ивановского В.Н.

В качестве погружного оборудования для основного (верхнего пласта) объекта был определён ЭЦНЗ-125Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней 198. Для приобщаемого (нижнего пласта) объекта в свою очередь был подобран ВННЗ-35Э (компрессионного исполнения) с числом ступеней 256.

Исходя из расчетов были достигнуты следующие цели:

1. Повышено извлечение нефти из скважины на 32,16 м³/сут благодаря приобщению объекта;

2. Получены эффективные напорные характеристики с обеих насосных установок;

3. Измерительный модуль МИГ-60-485 в компоновке погружного оборудования смог обеспечить учёт добываемой продукции с каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента, в соответствии с «Правилами охраны недр», ПБ 07-601-03, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России №71 от 06.06.2003 г. с изменениями и дополнениями от 30.06.09 г.

В заключение рассмотрены и предложены методы борьбы с основными видами осложнений на месторождениях Оренбургской области и Х месторождения, в частности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации скважин в осложненных условиях нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов для внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи на нефтяном месторождении X
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. От 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной эксплуатации.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	Расчет доходов и затрат при внедрении однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи на нефтяном месторождении X. Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Оценка экономической эффективности внедрения новой техники или технологии.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Таблицы: - Смета затрат на внедрение ОРЭ; - Данные для расчета экономической эффективности; - Итоговая таблица оценки экономической эффективности. 2. Рисунки: - График чувствительности для чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности;	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	Д. э. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет экономической эффективности внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи

Затраты на внедрение установки для одновременно-раздельной добычи (ОРД) группируются по следующим статьям:

- строительно-монтажные работы;
- крепление, испытание;
- основные материалы;
- зарплата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- транспортные расходы;
- прочие услуги вспомогательных цехов;
- накладные расходы.

Расчет затрат на строительно-монтажные работы проводится по формуле 39:

$$T = \frac{0,18 \cdot T_{\text{пч}}}{N_{\text{бр}}} \quad (39)$$

Где,

$T_{\text{пч}}$ – трудоемкость строительно-монтажных работ;

$N_{\text{бр}}$ – численный состав монтажной бригады.

$$T_1 = \frac{0,18 \cdot (166 + 92)}{12} = 3,87 \text{ сут.}$$

Время на крепление: $T_2 = 3$ сут.

Время на испытание: $T_3 = 2$ сут.

Таким образом получаем в итоге общее время по формуле 40:

$$T = T_1 + T_2 + T_3 \quad (40)$$

$$T = 3,87 + 3 + 2 = 8,87 \text{ сут.} = 213 \text{ ч.}$$

Затраты на строительные-монтажные работы определяются по формуле 41:

$$C_m = T \cdot (3 + 3_i) \quad (41)$$

Где,

3 – сдельная суточная расценка бригады, руб;

3_i – расценка суточных затрат, связанных с проведением монтажных работ, руб.

$$C_m = 8,87 \cdot (14410 + 13475) = 247340 \text{ руб.}$$

Основным документом, определяющим величину затрат на проведение внедрения технологии ОРЭ, является смета.

При внедрении 2УДН используются материалы:

- Насосные установки, предназначенные для подъема скважинного флюида:

- ЭЦНЗ-125Э;

- ВННЗ-35Э.

- Пакер механический осевой посадки (на примере ПРО-Ш-К-ЯМО2- ЯГ1(М));

- Станция РГС-102;

- Система телеметрии 2ТМС-В-Г-117-320;

- Трубы НКТ.

Стоимость основных материалов определяется по формуле 42:

$$C_m = C_m \cdot N_p \quad (42)$$

Где,

C_м – стоимость основных материалов, руб.;

C_м – цена единицы материала, руб.;

N_р – норма расхода материала, тонн.

Расчет требуемого оборудования для обустройства скважины представлены в таблице 12 согласно формуле 42.

Таблица 12 – Оборудование для обустройства скважины

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена единицы, руб.	Сумма, руб.
ЭЦНЗ-125Э (компр.)	1	525000	525000
ВННЗ-35Э	1	436500	436500
ПРО-Ш-К-ЯМО2-ЯГ1(М)	1	172563	172563
Станция РГС-102	1	269535	269535
Комплект оборудования для ОРЭ	1	26654	26654
Система телеметрии 2ТМС-В-Г-117-320	1	328115	328115
Трубы НКТ	285	1150	327750
Итого:			2086117

Затраты на соль-вода:

$$C_{м_2} = 301 \cdot 32 = 9632 \text{ руб.}$$

Затраты на нефть:

$$C_{м_3} = 245 \cdot 67,4 = 16513 \text{ руб.}$$

Общие затраты на материалы:

$$C_{м} = C_{м_1} + C_{м_2} + C_{м_3} = 2112262 \text{ руб.}$$

Далее проведем расчет зарплаты производственных рабочих (43):

$$З_{п} = Т \cdot Н_{вр} \quad (43)$$

Где,

Т – тарифная ставка вахты, руб.;

Н_{вр} – продолжительность работ, ч.;

- Оператор 4 разряда: $З_{п_1} = 70,16 \cdot 213 = 14944 \text{ руб.}$
- Оператор 5 разряда: $З_{п_2} = 78,25 \cdot 213 = 16667 \text{ руб.}$
- Оператор 6 разряда: $З_{п_3} = 137,59 \cdot 213 = 29307 \text{ руб.}$

Общая заработная плата составит:

$$З_{об} = З_{п_1} + З_{п_2} + З_{п_3} = 14944 + 16667 + 29307 = 60918 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужны определяются единым социальным налогом по установленным законодательно нормативам отчисления в

пенсионный фонд, социального и медицинского страхования. Отчисления на социальные нужды измеряются в руб., определяются по формуле 44:

$$З_{\text{сн}} = З_{\text{об}} \cdot \frac{Н_1}{100} \quad (44)$$

Где,

$З_{\text{об}}$ – общая заработная плата производственных рабочих, руб.;

$Н_1$ – отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{сн}} = 60918 \cdot \frac{37,4}{100} = 22783 \text{ руб.}$$

Расчет транспортных расходов производится исходя из стоимости одного часа работы транспорта и продолжительности работ (формула 45):

$$З_{\text{т}} = С_{1\text{ч}} \cdot Н_{\text{вр}} \quad (45)$$

Где,

$С_{1\text{ч}}$ – стоимость 1 часа, руб.;

$Н_{\text{вр}}$ – норма выработки, ч.

Расходы на штанговоз: $З_{\text{Т}_1} = 654 \cdot 5 = 1565 \text{ руб.}$

Расходы на агрегат ЦА-320: $З_{\text{Т}_2} = 844 \cdot 17,5 = 6151 \text{ руб.}$

Расходы на АЗА: $З_{\text{Т}_3} = 725 \cdot 1,5 = 636 \text{ руб.}$

Расходы на трактор К-700: $З_{\text{Т}_4} = 723 \cdot 4,17 = 1770 \text{ руб.}$

Расходы на подъемник УПА-60: $З_{\text{Т}_5} = 815 \cdot 169,5 = 70173 \text{ руб.}$

Расход на использование ПКС: $З_{\text{Т}_6} = 514 \cdot 5,5 = 2827 \text{ руб.}$

Общие транспортные расходы:

$$З_{\text{Т}_{\text{об}}} = 1565 + 6151 + 636 + 1770 + 70173 + 2827 = 83122 \text{ руб.}$$

Затраты на прочие услуги вспомогательных цехов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Услуги вспомогательных цехов

Наименование работ	Сумма, руб
Затраты ЦДНГ (перед внедрением ОРЭ)	20000
Затраты ЦНИПР (исследование верхнего и нижнего пласта)	40000
Затраты ПРИГНО	160000
Итого	220000

Накладные расходы образуются в связи с организацией, обслуживанием производства и управления им (общепроизводственные и общехозяйственные расходы). Общепроизводственные расходы – это расходы на обслуживание и управление производством. Общехозяйственные расходы – это расходы непроизводственного назначения, связаны с функцией руководства, управления, которые осуществляются в рамках предприятия.

Накладные расходы определяются по формуле 46:

$$З_{н.р.} = З_о \cdot \frac{Н_{н.р.}}{100} \% \quad (46)$$

Где,

$Н_{н.р.}$ – норма накладных расходов, %;

$З_о$ – основные затраты, руб.

Основные (прямые) затраты, непосредственно связанные с выполнением технологических операций по производству продукции (основные материалы, зарплата, транспорт).

Основные (прямые) затраты определяются по формуле 47:

$$З_о = С_{м.общ} + З_{п.общ} + З_{есн} + З_{т.общ} + З_p + З_{в.п.} \quad (47)$$

Таким образом:

$$З_о = 2112262 + 60918 + 22783 + 83122 = 2279085 \text{ руб.}$$

$$З_{н.р.} = 2279085 \cdot 20/100 = 455817 \text{ руб.}$$

На основании произведенных расчетов составлена смета на внедрение ОРЭ (таблица 14).

Таблица 14 – Смета затрат на внедрение ОРЭ

Статьи затрат	Сумма, руб.
Строительно-монтажные работы	247340
Основные материалы	2112262
Зарплата производственных рабочих	60918
Отчисления на социальные нужды	22783
Транспортные расходы	83122
Прочие услуги вспомогательных цехов	220000
Накладные расходы	455817
Итого основные расходы:	3202242
Плановые накопления, 20%	640448
Резерв, 3%	96067

Продолжение таблицы 14

Итого:	3938758
НДС	708976
Итого с НДС:	4647735

Эксплуатационные расходы в год составляют 385 тыс. руб. Итого затраты на технологию ОРД в течение года по скважине №Х составит 5032735 руб.

Эффективность внедрения установки одновременно-раздельной эксплуатации заключается в получении дополнительной добычи. Дополнительная добыча за 365 дней, полученная за счет внедрения установки ОРД определяется по формуле 48:

$$\Delta Q = 365 \cdot (Q_2 - Q_1) \cdot K_э \quad (48)$$

Где,

365 – число дней в году;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

Q_1 – среднесуточный дебит данной скважины до проведения мероприятия, т/сут;

Q_2 – среднесуточный дебит данной скважины после проведения мероприятия, т/сут;

После внедрения установки, дополнительная добыча составила:

$$\Delta Q = 365 \cdot (9,7) \cdot 0,97 = 3434 \text{ т.}$$

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о том, что технология ОРД на примере скважины №Х показала свою технологическую эффективность и рекомендуется для дальнейшего внедрения на скважинах Х месторождения. Расчет экономической эффективности производится в соответствии с ТУ 3665-00147587-2007 («Руководящий документ по эксплуатации распространяется на установку для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов»). Для проведения расчета составляется таблица исходных данных, представленная в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные для расчета эффективности внедрения УОРД

Показатели	Единица измерения	До мероприятия	После проведения мероприятия
Добыча нефти, в т.ч. дополнительная добыча за счет мероприятия	тонн	6570	10004 3434
Себестоимость добычи 1 т нефти	руб./т	6104*	-
Затраты на мероприятия	руб.	-	5581747
Оптовая цена на нефть	руб.	17000	17000

* - себестоимость добычи Роснефти – 11,3 долл США/барр с учетом курса доллара согласно отчеты по МСФО ПАО «Роснефть» за 2019 г.

Выручка от реализации дополнительной добычи нефти по формуле 49 составит:

$$\Delta P_T = \Delta Q \cdot C_t \quad (49)$$

Где,

Q – объем добычи нефти, т.;

C_t – оптовая цена на 1 т нефти

$$\Delta P_T = 3434 \cdot 17000 = 58378000 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат включает эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти и затраты на проведение мероприятия (формула 50):

$$\Delta Z_T = \Delta Z \cdot Z' \quad (50)$$

Где,

ΔZ – эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти, руб.;

Z' – затраты на проведение мероприятия.

Размер дополнительных эксплуатационных затрат определяется произведением суммы условно-переменных статей калькуляции себестоимости одной тонны нефти на дополнительный годовой объем добычи нефти.

К условно-переменным затратам относятся те статьи калькуляции себестоимости, затраты по которым прямо зависят от количества добытой нефти.

К этим статьям можно отнести:

- 1) Расходы на энергию, затраченную на извлечение нефти;
- 2) Расходы по искусственному воздействию на пласт;
- 3) Расходы по сбору и транспорту нефти;
- 4) Расходы по технологической подготовке нефти;
- 5) Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования.

Каждая из перечисленных выше статей является комплексной, т.е. состоит из нескольких элементов затрат, часть из которых с ростом добычи нефти не изменяется. Поэтому, при подсчете дополнительных затрат, применяют коэффициент – 0,6 и сумму дополнительных затрат вычисляются по формуле 51:

$$\Delta Z = (N_{\text{№1}} + N_{\text{№2}} + N_{\text{№3}} + N_{\text{№4}} + N_{\text{№5}}) \cdot \Delta Q \cdot 0,6 \quad (51)$$

Где,

$N_{\text{№1}} + N_{\text{№2}} + N_{\text{№3}} + N_{\text{№4}} + N_{\text{№5}}$ – сумма условно-переменных статей калькуляции себестоимости 1 т нефти до внедрения мероприятия, (руб.);

ΔQ – дополнительная добыча нефти, т;

0,6 – коэффициент, учитывающий, что каждая из перечисленных ста

$$\begin{aligned} \Delta Z &= (105,9 + 530,95 + 155,35 + 48,53 + 612,15) \cdot 3434 \cdot 0,6 = \\ &= 2993514 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\Delta Z_{\text{T}} = 2993514 + 5032735 = 8026249 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти без использования мероприятия рассчитывается по формуле 52:

$$Z_{\text{T}_1} = Q_o \cdot C_1 \quad (52)$$

Где,

Q_o – добытая нефть до мероприятия, т.

C_1 – себестоимость 1 т нефти, добытой до мероприятия, руб.

$$Z_{\text{T}_1} = 6570 \cdot 6104 = 40103280 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти с использованием мероприятия рассчитывается по формуле 53:

$$З_{Т_2} = З_{Т_1} + \Delta З_{Т_1} \quad (53)$$

$$З_{Т_2} = 40103280 + 8026249 = 48129529 \text{ руб.}$$

Отсюда себестоимость добычи 1 т нефти, добытой с использованием мероприятия, формуле 54 составит:

$$C_2 = \frac{З_{Т_2}}{Q_2} \quad (54)$$

$$C_2 = \frac{48129529}{10004} = 4810,89 \text{ руб./т.}$$

Далее необходимо оценить экономическую эффективность внедрения компоновки. Для расчета выберем период с 2023 до 2026 года (таблица 16).

Таблица 16 – Добыча и цены на нефть в расчетном периоде

Параметр	2023	2024	2025	2026
Добыча нефти, тонн	3434	3300	3200	3100
Цена на нефть сорта Юралс, руб./т	23725,4	24406,2	24406,2	24406,2

Ранее уже рассчитаны основные инвестиции, далее необходимо рассчитать эксплуатационные затраты.

Расчет амортизации производится с учетом нормы амортизации, которая составляет 14,29%, итого получили 664,16 тыс. руб./год.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти (НДПИ) рассчитан с учетом ст. 342 НК РФ по формуле 55 и представлен в таблице 17:

$$\text{НДПИ} = 919 \cdot K_{\text{ц}} - D_{\text{м}} \quad (55)$$

Где,

$K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$D_{\text{м}}$ – показатель характеризующего особенности добычи нефти, определяется в порядке, установленном статьей 342.5 НК РФ.

Таблица 17 – Результат расчета НДПИ

Параметр	Ед. изм	Сумма	2023	2024	2025	2026
НДПИ	руб./т	9834,3	10234,6	10190,2	10190,2	9834,3

Таким образом получим итоговую таблицу по результатам проведенных расчетов (таблица 18).

Таблица 18 – Данные для расчета экономической эффективности

Параметр	Ед. изм	Сумма	2023	2024	2025	2026
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	13,03	3,43	3,3	3,2	3,1
Накопленная добыча	тыс. т	33,14	3,43	6,73	9,93	13,03
Эксплуатационные затраты (без НДС), в т.ч.	млн руб.	12,37	3,22	3,12	3,05	2,98
Амортизационные отчисления	млн руб.	2,66	0,66	0,66	0,66	0,66
НДПИ	млн руб.	131,74	33,77	33,77	32,61	31,59
Инвестиции	млн руб.	4,65	4,65	-	-	-
Ежегодные эксплуатационные расходы	млн руб.	1,54	0,385	0,385	0,385	0,385
Цена реализации без НДС	руб./т	-	23725,45	24406,2	24406,2	24406,2

Дальнейшие расчеты проведены по методике «Экономическая оценка ГТМ разработки месторождения», результаты расчетом приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Итоговая таблица оценки экономической эффективности

Параметр	Ед. изм	Сумма	2023	2024	2025	2026
Выручка	млн. руб	315,77	81,47	80,54	78,10	75,66
Валовая прибыль	млн. руб	171,66	44,48	43,64	42,44	41,09
Налог на имущество	млн. руб	0,26	0,09	0,07	0,06	0,04
Налог на прибыль	млн. руб	34,33	8,90	8,73	8,49	8,22
Итого налоги	млн. руб	34,59	8,98	8,80	8,55	8,26
Чистая прибыль	млн. руб	137,33	35,59	34,92	33,95	32,87
Денежный поток	млн. руб	133,80	31,22	35,19	34,23	33,15
Накопленный денежный поток	млн. руб	332,07	31,22	66,41	100,64	133,80
Чистый дисконтированный доход, ЧДД (i=15%)*	млн. руб	377,27	58,36	84,98	107,48	126,44
Чистый дисконтированный доход, ЧДД (i=1%)	млн. руб	131,80	31,22	34,85	33,56	32,18

* - i – индекс дисконтирования

В результате проведенной оценки получены:

- Внутренняя норма доходности (ВНД) – 83,76%;
- Дисконтированный срок окупаемости – 0,29 год ($\approx$ 3,5 месяца).

В ходе работы проведен анализ чувствительности инвестиционного проекта (рисунки 12-13).

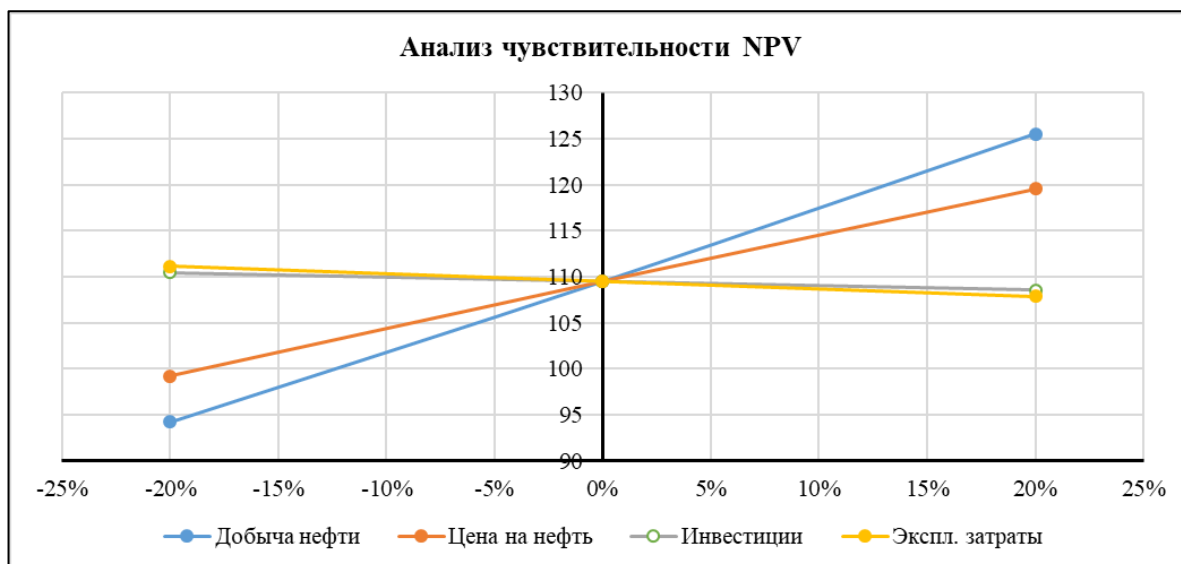


Рисунок 12 – График чувствительности для чистого дисконтированного дохода

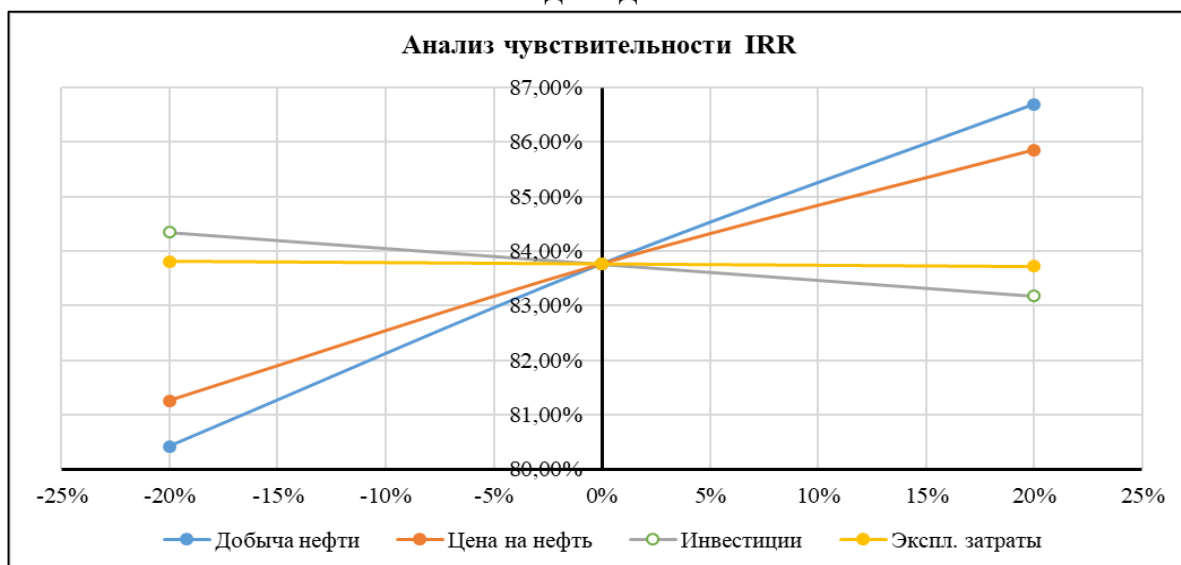


Рисунок 13 – График чувствительности для внутренней нормы доходности

В ходе анализа чувствительности было определено, что данный проект является рентабельным. При изменении факторов в пределах от -20 до 20% проект также остается рентабельным. Исходя из полученных данных, можно сказать, что показатели инвестиций и эксплуатационных затрат оказывают наименьшее влияние, нежели показатель добычи нефти, который оказывает наибольшее влияние на ЧДД и ВНД, что объясняется достаточно высоким уровнем добычи нефти и небольшими вложениями в проект.

Однако стоит отметить, что анализ чувствительности имеет ограничения:

- Оцениваются изменения одной переменной, в то время как эти изменения могут повлечь изменения и других переменных;
- Этот метод не показывает вероятности изменения ключевых переменных или их комбинации.

Вывод:

На рассмотренной скважине №Х месторождения Х в результате внедрения технологии ОРД была получена дополнительная добыча нефти в размере 3434 тонн в год. По результатам расчета после внедрения компоновки 2УДН удастся достичь снижения себестоимости добычи 1 тонны нефти на 21%, тогда себестоимость 4810,89 руб./т.

Чистая прибыль в первый год внедрения компоновки составит 35,59 млн. руб. Реализуемый проект имеет срок окупаемости 3,5 месяца и является рентабельным даже в условиях изменения ключевых параметров.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации скважин в осложненных условиях нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	Объектом исследования является технология одновременно-раздельной эксплуатации, применяемая в нефтяных добывающих скважинах. Областью применения являются нефтяные многопластовые месторождения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Минтруда России от 3 сентября 2018 года N 574н «Об утверждении профессионального стандарта «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата». ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения: – Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: 1. климатические условия; 2. превышение уровня шума; 3. превышение уровня вибрации; 4. недостаточная освещённость рабочей зоны; 5. повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны; 6. повреждения в результате контакта насекомыми, растениями и животными. Опасные факторы: 1. движущиеся машины и механизмы производственного 2. оборудования; 3. оборудование, работающее под давлением; 4. взрывоопасность и пожароопасность; 5. повышенный уровень статического электричества (электробезопасность). Средства коллективной и индивидуальной защиты: специальная одежда, специальная обувь, каска защитная, подшлемник, пояс предохранительный, перчатки диэлектрические,

	диэлектрические галоши и боты, очки защитные, противогаз.
	Расчет системы общего люминесцентного освещения.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения	Нефтяные месторождения, где применяется технология, находятся в промышленной зоне и не несет вреда селитебной зоне. Анализ воздействия на литосферу (утилизация отходов). Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы технических жидкостей). Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ в основном это: – аварии с разливом нефти и нефтепродуктов; – возникновение пожаров; – аварии с повреждением подземного и надземного оборудования. Типичные ЧС: антропогенные ЧС локального характера (халатность, неосторожность персонала предприятия). Наиболее вероятные ЧС: пожары.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Юсупов Леонид Валерьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, которое разобщает продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции. Применение технологий ОРЭ позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

Эксплуатация скважин, оборудованных компоновкой одновременно раздельной эксплуатации, осуществляется специалистами по добыче нефти и газа (оператор ДНГ). Рабочее место специалиста ДНГ расположено в полевых условиях. Условия труда специалистов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных и опасных производственных факторов: опасность механических травм при производстве работ, поражение электрическим током, возможное воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, плохое освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Трудовые нормы трудового законодательства

Рассмотрим работу специалиста ДНГ в промысловых условиях (месторождение нефти). Приказа Минтруда России от 22 сентября 2020 года №642н об утверждении профессионального стандарта «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» к работе допускаются:

- лица не моложе 18 лет;

- прошедшие обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры, а также внеочередные медицинские осмотры (обследования);

- прошедшие обучение и проверку требований охраны труда;

- прошедшие обучение мерам пожарной безопасности, включая прохождение противопожарного инструктажа и пожарно-технического минимума по соответствующей программе;

- имеющие специальный допуск для выполнения работ на высоте 1,8 и более метров (при необходимости);

- прошедшие обучение и проверку безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках;

- имеющие специальный допуск на право обслуживания сосудов, работающих под давлением [32].

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [33] для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются. Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

○ в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

В соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [34] эргономика рабочего места на кустовых площадках обеспечивает оптимальное их использование. Вентили и краны находятся в досягаемости, в противном случае должны быть установлены площадки для подъема до элементов управления. Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены или жестко закреплены, помимо этого для обеспечения безопасности рабочие должны надевать спецодежду, защитные очки, каску, перчатки и др.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований

В процессе работы на скважине специалист ДНГ может столкнуться с проявлением неблагоприятных производственных факторов, которые по результирующему воздействию на организм делятся на вредные факторы, приводящие к заболеваниям, и на опасные факторы, которые приводят к травме (таблица 20).

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации механизированного фонда скважин

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Осмотр	Эксплуатация	Ремонт	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [35] ГН 2.2.5.3532-18 [36]
2. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	+	+	+	СП 52.13330.2016 [37]
3. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ [38] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [39]
4. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [40]
5. Давление в системах работающих механизмов	+	+	+	Приказа Ростехнадзора «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «правила промышленной

Продолжение таблицы 20 - Опасные и вредные факторы при эксплуатации механизированного фонда скважин

				безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» от. – 15 декабря 2020 года – №. 536. [41]
--	--	--	--	--

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Источниками загазованности на нефтепромысле являются АГЗУ, эксплуатационные скважины, производственные помещения. Запыленность воздуха возникает в складских и производственных помещениях, в процессе подготовки бурового раствора и во время работ различного характера, проводимых на фонде скважин.

Длительное воздействие запыленности и загазованности, превышающих допустимые значения, может привести к профессиональным заболеваниям, а значительное превышение допустимых значений приводит и к острым отравлениям. Вдыхание пыли окислов металлов может привести к гнойничковым заболеваниям кожного покрова.

ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа [36]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды C₁-C₁₀ – 300 мг/м³;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³ (4-ой класс опасности).

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Производственное освещение

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [37].

Анализ освещённости рабочей зоны

При работе непосредственно на промысле первым по необходимости производственным помещением является насосная станция. Насосная станция представляют собой набор технологических и электротехнических блоков, монтируемых на месторождении под единой крышей.

Нормы освещенности $E_{\text{экс}}$ и равномерности освещенности U_0 в зоне зрительной работы независимо от плоскости нормирования (горизонтальной, вертикальной или наклонной), коэффициента пульсации освещенности $K_{\text{п}}$ и

общего индекса цветопередачи R_a для различных помещений насосной станции и видов зрительной работы приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормы освещенности для помещений насосной станции

Наименование помещения	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R_a , не менее	K_n , не более
Пути движения и коридоры	100	0,40	40	-
Лестницы	100		40	
Рабочая зона насоса	150		60	10

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям.

Коэффициент пульсации освещенности K_n в помещениях, где возможно возникновение стробоскопического эффекта и есть опасность прикосновения к вращающимся или вибрирующим объектам, не более 10%.

Проведём расчёт необходимого числа светильников для создания в рабочей зоне освещённости в 150 лк.

Дано помещение с размерами: длина $A = 20$ м, ширина $B = 9$ м, высота $H = 6$ м. Высота рабочей поверхности $h_{rp} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 150$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30$ %, потолка $R_n = 50$ %. Коэффициент запаса для помещения с малым выделением пыли при люминесцентных лампах: $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$. Рассчитаем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$.

Приняв $h_c = 0,6$ м, определяем расчетную высоту по формуле 56:

$$h = H - h_c - h_{rp} = 6 - 0,6 - 0,8 = 4,4 \text{ м} \quad (56)$$

Расстояние между рядами светильников (57):

$$L = 1,4 \cdot 4,4 = 6,16 \text{ м} \quad (57)$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены (58):

$$\frac{L}{3} = \frac{6,16}{3} = 2,05 \text{ М} \quad (58)$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду (59-60):

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B - \frac{2}{3}L}{L} + 1 = \frac{9 - \frac{2}{3} \cdot 2,05}{2,05} + 1 \approx 4 \quad (59)$$

$$n_{\text{CB}} = \frac{A - \frac{2}{3}L}{l_{\text{CB}} + 0,5} + 1 = \frac{20 - \frac{2}{3} \cdot 2,05}{2,05} + 1 \approx 4 \quad (60)$$

Размещаем светильники в четыре ряда. В каждом ряду можно установить 13 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы

между светильниками в ряду составят 32 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 14).

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 104$.

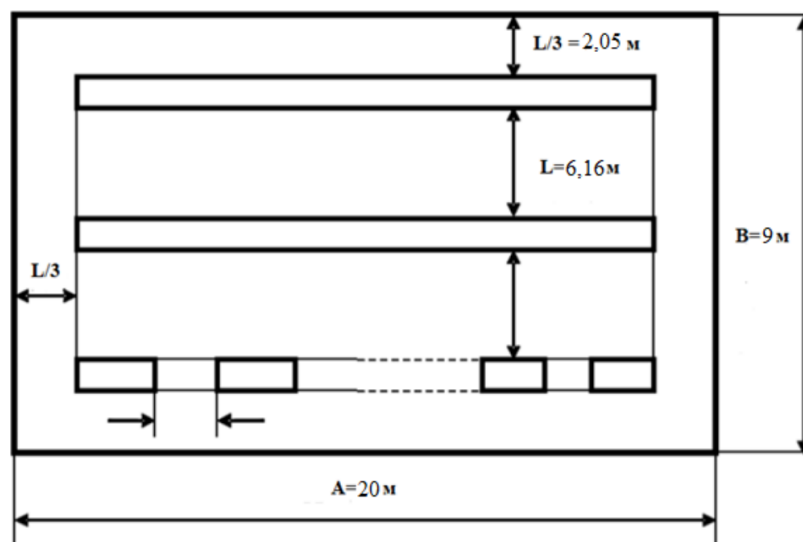


Рисунок 14 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения (61):

$$n_{\text{CB}} = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{180}{4,4 \cdot (20 + 9)} \approx 1,41 \quad (61)$$

Определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,45$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов (62):

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Я}{N_{\text{л}} \cdot \eta} = \frac{150 \cdot 180 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{104 \cdot 0,45} \approx 951,9 \quad (62)$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 20 Вт с потоком 1020 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем $-10\% \leq 6,67\% \leq +20\%$.

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 104 \cdot 20 = 2080 \text{ Вт} = 2,08 \text{ кВт}$$

Вывод по проведенному расчету: в результате расчета системы искусственного освещения было определено, что электрическая мощность осветительной установки для создания заданной освещенности составляет $P = 2,08 \text{ кВт}$.

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта.

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 [38] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски.

Также защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 [39] могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа [40].

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции. Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Перчатки. Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.

2. Обувь. Галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений.

3. Подставки. Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75*0,75 м.

4. Указатели. Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 В.

5. Щиты. Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, КИП, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств [41].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования и процесса исследования на окружающую среду

Охрана недр и окружающей среды и рациональное использование ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности. От успехов в

решении этих проблем во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

В процессе работы УЭЦН и штангового глубинного насоса (ШГН) возможно выделение в окружающую среду скважинной жидкости (газоводонефтной эмульсии). Пропуски в фонтанной арматуре через фланцевые соединения, кабельный ввод, фланцевые соединения выкидного коллектора. В настоящее время существует выбор различных методов по снижению и предотвращению нефтяных загрязнений окружающей среды.

5.3.2 Анализ влияния применения объекта исследования на окружающую среду

Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и

обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- выполнение сварных швов, исключая в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Защита гидросферы

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;

- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

Защита литосферы

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- установка бордюров для бетонных площадок для устьев скважин,
- способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещении нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных природных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований

В суровых природно-климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

- а) природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40°C), метели и снежные заносы.

б) техногенного характера: пожары, разливы нефти, отключение электроэнергии и др.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно- восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Несмотря на то, что на нефтедобывающих предприятиях Оренбургской области травмы, связанные с неосторожностью и пренебрежением безопасностью являются наиболее частыми, на нефтепромысле в связи с работой с легковоспламеняющимися жидкостями и газами наиболее вероятной ЧС является пожар.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории: повышенная взрывопожароопасность (А); взрывопожароопасность (Б); пожароопасность (В1- В4); умеренная пожароопасность (Г); пониженная пожароопасность (Д).

В качестве причин возникновения пожаров на нефтяных объектах выступают следующие:

- поломки оборудования или нарушение процесса эксплуатации устройств;
- неосторожное обращение с электрооборудованием и открытым огнем;
- короткое замыкание или перегрев электроустройств;

- нарушение правил ТБ при эксплуатации оборудования или при бурении глубоководных нефтескважин;
- умышленный поджог.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [42].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломами, ведрами и огнетушителями ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- топоры пожарные: ПП – пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ – тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Вывод:

В работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека.

Работы на кустовой площадке являются потенциальным источником нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия, соблюдение основных правил, использование защитной амуниции. Также все сотрудники

должны знать правила безопасности и поведения в ЧС, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

Также в работе уделено внимание охране природы, приведены мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технология одновременно-раздельной эксплуатации ещё не успела занять обширную часть рынка, но современное, быстрое развитие нефтегазовой индустрии, заставляет использовать все возможные ресурсы, для получения наибольшего положительного эффекта. Именно сейчас данная технология лучше всего подходит для решения массы возникших вопросов.

Технология обладает рядом преимуществ, востребованных на рынке нефтегазового промысла. Каждая компания, захочет иметь на вооружении технологию, способную сократить расходы на бурение почти в два раза. Или увеличить объемы добычи, путем вовлечения в разработку новых горизонтов, с наименьшими экономическими и технологическими затратами. Данные плюсы в практическом понимании реализуются при помощи предлагаемой технологии одновременно-раздельной эксплуатации, которая по сути является одним из наилучших вариантов для месторождений с многопластовой системой.

За счет использования малогабаритного погружного оборудования, снижается энергопотребление ($\approx 25\%$), в связи с чем понижаются экономические затраты. Также стоит заметить, что глубинно-насосное оборудование таких размеров представляет собой надежную и долговечную конструкцию по сравнению с оборудованием большего размера.

Подобранная компоновка глубинно-насосного оборудования, включающая в себя УЭЦН 3-го габарита, глубинный расходомер МИГ-60, и термоманометрическую систему ТМС, позволяет независимо выбирать оптимальный режим работы для каждого отдельно взятого пласта, производить контроль параметров в скважине. Компоновку данного типа можно использовать даже в скважинах с эксплуатацией штанговыми глубинными насосами и производить в них гидродинамические исследования как одного, так и двух пластов.

Исходя из всего вышесказанного, можно подчеркнуть, что в данной работе:

- Проведен анализ характеристики многопластовой системы месторождений Оренбургской области сложным геологическим строением и литологией, имеет собственный перечень аспектов контроля и регулирования разработкой;
- Приведено технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов, в ходе которого подтвердилось что продуктивные горизонты Х месторождения рекомендуются к разработке при помощи данной технологии;
- Предлагаемое технологическое решение с использованием в технологии ОРЭ малогабаритного глубинно-насосного оборудования позволит увеличить добычу нефти на 3434 тонны в год, помимо этого обеспечить оптимальные напорные характеристики ГНО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации № 477 от 1 ноября 2013 г. «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». – URL: <https://base.garant.ru/70565054//> (дата обращения: 03.03.2023). – Текст: электронный.
2. Приказ Министерства природных ресурсов № 356 от 14 июня 2016 г «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья». – URL: <https://base.garant.ru/71475396//> (дата обращения: 03.03.2023). – Текст: электронный.
3. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». – URL: <https://base.garant.ru/72804616//> (дата обращения: 05.03.2023). – Текст: электронный.
4. Федеральный закон от 28 июня 2022 г. «О внесении изменений в главу 25⁴ части второй Налогового кодекса Российской Федерации»- URL: <http://www.kremlin.ru/acts/news/68729> (дата обращения: 04.03.2023). – Текст: электронный.
5. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013» № 477 от 1 февраля 2016 г. № 3-р.– URL: <https://base.garant.ru/71427076//> (дата обращения: 06.03.2023). – Текст: электронный.
6. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». – URL:

<https://base.garant.ru/5370006/> (дата обращения: 10.03.2023). – Текст: электронный.

7. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов: Нормативно-методическая документация.– URL: <http://eues.ru/sites/default/files/docs/2017-10/> (дата обращения: 10.03.2023). – Текст: электронный.

8. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Оренбургской области на 15.06.2022 г.– URL: http://atlaspacket.vsegei.ru/_Documents/RUSSIA_2022/REZULT/Справки%20МСБ%20на%2015.06.2022/ПФО/MSB_ORENBURG_15.06.2022.pdf?824.703325346106 (дата обращения: 14.03.2023). – Текст: электронный.

9. Терпинская В. В. Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область). – 2020.

10. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. – Текст: непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – №. 4. – С. 67.

11. Куличенко П. С. Причины и профилактика выноса механических примесей в скважину при добыче нефти / Куличенко П. С. – Текст: непосредственный // Научный журнал. – 2018. – №. 10 (33).

12. Купавых В. А. Гранулометрический анализ механических примесей в продукции нефтяных скважин и технология их фильтрации / Купавых В.А.1, Мерзляков В.Ф., Валеев М.Д., Лысенков А.В. – Текст: непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – №. 1. – С. 74-79.

13. Куличенко П. С. Методы защиты УЭЦН от влияния механических примесей: комплексный подход к решению проблемы / Куличенко П. С. – Текст: непосредственный // Достижения науки и образования. – 2018. – Т. 1. – №. 7 (29).

14. Дедов С. С., Емельянов В. В., Шатило С. П. О внутренней коррозии трубопроводов-причинах, механизме и способах защиты / Дедов С. С., Емельянов В. В., Шатило С. П. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2016. – С. 130- 140.
15. Ли-Ван-Хе Д. Ю. Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири. – 2018.
16. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200079082/> (дата обращения: 19.03.2023). – Текст: электронный.
17. ПБ 07-601-03 Правила охраны недр. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865302> (дата обращения: 19.03.2023). – Текст: электронный.
18. Афанасьев В. А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременнораздельной эксплуатации скважин УЭЦН / В. А. Афанасьев, С. Н. Бастриков, В. А Попов – Текст: непосредственный // Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 19-25.
19. Афанасьев В. А. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России / Афанасьев В.А., Захаров В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Цику Ю.К. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 94-97.
20. Донченко В. В., Маховицкий А. Е. Эффективность внедрения одновременно-раздельной эксплуатации при добыче нефти и газа / В. В. Донченко, А. Е. Маховицкий – Текст : непосредственный // Наука сегодня: глобальные вызовы и механизмы развития. – 2017. – С. 14-15.
21. Лушпеев В. А. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ПАО (ранее ОАО) «Сургутнефтегаз») / Лушпеев В. А.,

Цику Ю. К., Федоров В. Н. – Текст: непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – №. 3. – С. 48-53.

22. Коновалова Л. Н. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Коновалова Л.Н., Маслюков Р.С., Воропаева Е.Д., Гагиева Э.Р. – Текст: непосредственный // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа. – 2018. – С. 192-195.

23. ГОСТ 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки: дата введения 2013-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200101992.html> (дата обращения: 01.04.2023). – Текст: электронный.

24. Дополнение к технологическому проекту разработки Советского нефтяного месторождения ХМАО-Югра и Томской области. Том I, книга 7, глава 10 «Техника и технология добычи УВС» / АО «Томскнефть» ВНК, АО «ТомскНИПИнефть». Томск. – 2016.

25. Каналин В. Г. Геолого-промысловые основы оценки целесообразности объединения продуктивных пластов в один эксплуатационный объект / Каналин В. Г. – Текст: непосредственный // Нефть и газ. – 1997. – №. 1. – С. 35-41.

26. Ивановский В. Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / Ивановский В. Н. – Текст: непосредственный // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 4-14.

27. Делев А. Н. Совершенствование системы разработки сложнопостроенных залежей нефти и технологии их эксплуатации / Делев, А. Н., Ахметов, А. Н., Мухаметшин, Р. З., Шарипов, Б. Р. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2015. – Т. 1. – №. 3 (62).

28. Газпром нефть. Под контролем : официальный сайт.– URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2014-march-projects/1104757/> (дата обращения: 18.04.2023). – Текст: электронный.

29. Технологический режим нефтяного фонда АО «Оренбургнефть» за июнь 2022.

30. Новомет. Калькулятор ЭЦН : официальный сайт.– URL: <https://www.novometgroup.com/rus/products-and-services/artificiallift/software/esp-calculator/> (дата обращения: 29.04.2023). – Текст : электронный.

31. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабилов А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. – Текст: непосредственный / Нефть и газ. – 2002. – 768 с.

32. Приказ Минтруда России № 642н от 22 сентября 2020 года «Об утверждении профессионального стандарта «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата».

33. ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.

34. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

35. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

36. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

37. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

38. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний

39. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация

40. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

41. Приказ Ростехнадзора «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» от. – 15 декабря 2020 года – №. 536.

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

43. Федоренко Н.В. Выбор скважин-кандидатов для применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин. / Федоренко Н.В., Кожин В.Н., Хамитов И.Г., Сагитов Д.К., Астахова А.Н. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2015. - №1. стр. 4-7.