

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ мероприятий по снижению обводненности добывающих скважин на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.58(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тишин Евгений Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тишин Евгений Алексеевич

Тема работы:

Анализ мероприятий по снижению обводненности добывающих скважин на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89–12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Понятие и проявления обводненности; Основные типы и причины возникновения преждевременного обводнения; Геологические и технические факторы и показатели, влияющие на обводнение скважин; Общие сведения о Западно-Малобалыкском месторождении, анализ методов, применяемых на Западно-Малобалыкском месторождении.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Особенности процесса обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений
Общие сведения о месторождении
Комплексный подход к решению проблем высокой обводненности скважинной продукции на западно-малобалыкском нефтяном месторождении
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тишин Евгений Алексеевич		31.03.2021

Обозначения, определения и сокращения

ВНФ – водонефтяной фактор;

ГНК – газонефтяной фактор;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ППД – поддержание пластового давления;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

КОС – кремнийорганические соединения;

АКОР - кремнийорганические водоизолирующие композиции на основе смесей этилсиликата;

ВТС - смесь алкиловых и гликолевых эфиров этилсиликатов;

НВТС - композиция, содержащей этилсиликат или АКОР;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗС – ожидание затвердевания состава;

ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта;

УВУ – универсальное вырезающее устройство;

ОВП – ограничение водопритока;

ВИР – водоизоляционные работы;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ОЗМ – ожидание затвердевания микроцемента;

ТИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ГРП – гидроразрыв пласта;

СПС – сшитый полимерный состав;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ЗКЦ – заколонная циркуляция;

ВЗН – водоплавающие залежи нефти;

ФОЖ – форсированный отбор жидкости;

ГМТ – геолого-технические мероприятия;

ЧНЗ – чисто нефтяная скважина;

ВНК – водонефтяной контакт;

ПАА – полиакриламид;

ВВС – временно блокирующий состав.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 108 страниц, в том числе 13 рисунков, 19 таблиц, одна из которых представлена в приложении. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: обводненность скважиной продукции, ограничение водопритоков, диагностика, контроль за обводненностью, источники обводнения, регулирование процесса разработки, поздняя стадия разработки, доизвлечение остаточных запасов.

Объектом исследования являются – технологии по снижению обводненности скважинной продукции, применяемые на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, в частности на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении

Цель исследования – анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на поздней стадии разработки Западно-Малобалыкского месторождения и подбор рекомендаций борьбы с обводненностью в дальнейшей эксплуатации.

В процессе исследования были рассмотрены особенности проблем избыточных водопритоков, базовые проблемы, приводящие к преждевременному обводнению, способы их определения и методы решения, а также современные методы и технологии регулирования процесса разработки и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения. Так же приведено подробное описание существующих и используемых методов на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении.

В результате исследования выявлен положительный эффект рассматриваемых технологий и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: операции по ОБ проводят с

использованием отвердевающих жидкостей для изоляции места прорыва воды, гелеобразующих составов, закачиваемых в пласт, механической изоляции и зарезки боковых стволов; гидродинамические методы регулирования осуществляют путем изменения режимов работы насосов, а также периодичной работой нагнетательных скважин.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, и характеризующихся высокой обводненностью добываемой продукции.

В экономической части работы посчитана сметная стоимость на проведение одной скважино-операции по выравниванию профиля притока.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	13
1.1. Понятие и проявления обводненности	13
1.2. Основные типы и причины возникновения проблем, приводящие к преждевременному обводнению	15
1.3. Геологические и технические факторы и показатели, влияющие на обводнение скважин.....	20
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	32
2.1. Общая характеристика Западно-Малобалыкского месторождения	32
2.1.1. Географическое и административное расположение	32
2.1.2. Климат	32
2.1.3. Рельеф.....	33
2.1.4. Гидрологическая характеристика	33
2.2. Геолого-Физическая характеристика месторождения.....	35
2.2.1. Нефтеносность	35
2.2.2. Характеристика коллекторских свойств	39
2.2.3. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой и определение относительных фазовых проницаемостей воды и нефти ...	50
2.2.5. Оценка полученной информации	51
3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	54
3.1. Анализ эффективности применяемых методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на Западно-Малобалыкском месторождении и рекомендации к дальнейшей эксплуатации.....	54
3.1.1. Объект АС ₄	55
3.1.2. Объект БС ₂	58
3.1.3. Объект БС ₈	61
3.1.4. Объект Ач.....	64
3.1.5. Объект ЮС ₂	66
3.1.6. Программа применения методов	67

3.2. Оценка эффективности применяемых методов на эксплуатационных объектах и рекомендации к дальнейшей эксплуатации	68
3.2.1. Объект АС ₄	68
3.2.2. Объект БС ₂	69
3.2.3. Объект БС ₈	70
3.2.4. Объект Ач.....	71
3.2.5. Объект ЮС ₂	72
3.2.6. Оценка эффективности применяемых методов	73
3.3. Комплексный подход к решению проблем высокой обводненности скважинной продукции месторождений западной сиббири	73
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	77
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по выравниванию профиля приемистости	77
4.2. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин	79
4.3. Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы	81
4.4. Расчёт сметной стоимости работ	82
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
5.2. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.....	90
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	92
5.3. Экологическая безопасность.....	97
5.3.1 Охрана атмосферы	97
5.3.2 Охрана гидросферы	97
5.3.3. Охрана литосферы	98
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	103
ПРИЛОЖЕНИЕ	107

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль является уже достаточно развитым направлением, которое постоянно совершенствуется, осваивает новые технологии, занимается поиском оптимальных и эффективных решений, связанных с извлечением углеводородного сырья на дневную поверхность, в особенности это касается разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. В связи с огромным опытом в добыче природных флюидов, а, следовательно, и значительной продолжительностью эксплуатации всего основного фонда скважин, то есть большое количество месторождений находятся на IV стадии разработки, что сопровождается одной из распространенных проблем – обводненностью скважин.

Проблемы, связанные с обводненностью, являются актуальной задачей, решения которых влекут за собой увеличение нефтеотдачи пластов-коллекторов, а также разработки нефтяных месторождений в целом.

Обводненность скважин увеличивается с огромным темпом, что приводит к экономически невыгодной эксплуатации нефти, а в будущем к необратимой консервации скважин. Именно поэтому основная часть скважин нуждается в капитальном ремонте, что ведет к росту затрат на ремонт.

По ходу эксплуатации нефтяных месторождений в пластах прокладываются пути перемещения вытесняющего агента по пропласткам с высокой проницаемостью и трещинам, а нефть в участках с низкой проницаемостью остается неизвлеченной. Также дополнительными трудностями могут служить заколонные перетоки, негерметичность обсадных колонн и проведение некачественного цементирования. Огромное обилие добываемой воды, которая не противостоит полноценному вытеснению нефти, является проблемой, поскольку повышаются затраты на извлечение, сепарацию, подготовку и утилизацию, а также на принятие мер по устранению коррозии промышленного оборудования.

Однако современные технологии благодаря быстрому научно-техническому прогрессу, позволяют с помощью метода заводнения вовлечь в разработку участки с незатронутыми извлекаемыми запасами, благодаря чему можно снизить обводненность добываемой продукции, но и это возможно лишь в условиях определенных геолого-физических условий.

Целью данного проекта является анализ основных технологических решений по снижению обводненности скважин.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать типы и причины обводненности скважинной продукции и параметры, оказывающие влияние на ее значение;
- проанализировать основные методы по борьбе с обводненностью согласно определенным геолого-техническим условиям;
- выделить условия применимости технологий по ограничению водопритоков согласно определенным геолого-техническим условиям.

Таким образом, совокупное использование технологий ограничения водопритоков и грамотного дозирования закачиваемого в скважину агента с помощью методов регулирования разработки появляется возможность снизить количество попутно-добываемой воды и доизвлечь остаточные запасы, а значит и сократить показатель обводненности при эксплуатации месторождений, которые находятся на поздней стадии разработки.

1. ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Понятие и проявления обводненности

Основным методом поддержания пластового давления пластов в России является заводнение. Обводненность скважинной продукции – это отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды или, иначе говоря, жидкости [1].

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_v}{q_{ж}},$$

где

B – обводненность продукции, %

q_v – дебит воды, м³/сут;

q_n – дебит нефти, м³/сут;

$q_{ж}$ – дебит жидкости (вода и нефть), м³/сут.

Значение средней обводненности в России уже насчитывает более 86%. В следствие неоднородности продуктивных пластов образуется система передвижения воды, по высокопроницаемым каналам которой закачиваемый агент достигает добывающие скважины, а нефть остается в пропластках с низкой проницаемостью [2]. Такое явление именуют преждевременным заводнением. Преждевременное заводнение является причиной неестественного истощения пласта, которое влечет за собой снижение целесообразности разработки месторождения, увеличение затрат на подъем, сепарация и транспортировку попутно-добываемой воды, а также это ведет к коррозии промышленного оборудования.

В настоящее время в большинстве литературных источников и нормативно-технических документах нет четкой классификации скважин по уровню обводнения. Однако, учитывая технологические особенности

скважинной продукции и эмульсий необходимо определить типы скважин по уровню обводненности. Их можно подразделить на 4 группы [5]:

Первая группа – определяется содержанием воды в скважинной продукции до 40%. Дисперсионной средой является нефть, а дисперсной фазой – вода. Механическое движение не вызывает формирования аномально-вязких эмульсий. Эту группу стоит отнести к мало обводнённому фонду скважин [5].

Вторая группа – к ней относятся скважины со значениями средней обводненности от 40 до 75%. Интервал этой обводненности характеризуется инверсией фаз: обратная эмульсия превращается в прямую эмульсию. При механическом перемещении формируются эмульсии аномально-высокой вязкости, которые обладают структурообразующими и тиксотропными свойствами. Такие эмульсии разрушаются посредством подогрева, добавления деэмульсаторов, воздействия электрических и магнитных полей [5].

Третья группа - характеризуется 75-95% обводненности: эмульсия стремительно разрушается на нефть и воду с достаточно заметным разделом фаз. При этом жидкость обладает небольшой вязкостью, значение которой даже ниже вязкости чистой нефти. Эта группа скважин имеет название высоко обводненный фонд [5].

Четвертая группа скважин – имеет предельную обводненность скважинной продукции 95% и выше. При этом значение вязкости жидкости близко к значению вязкости пластовой воды. Водонефтяная смесь быстро распадается на нефть и воду, то есть устойчивая эмульсия не создается за счет перемешивания с любой интенсивностью [5].

При уже существующей системе сбора газа и нефти и отбора промысловых проб пластового флюида для точного замера обводненности продукции высоко обводненных скважин представляет особую трудность по сравнению с продукцией скважин, имеющих малые и средние значения обводненности [5].

1.2. Основные типы и причины возникновения проблем, приводящие к преждевременному обводнению

Вода, которая во время извлечения нефти из пласта поступает из подстилающих водоносных горизонтов или из нагнетательных скважин, в итоге, смешиваясь с нефтью, извлекается на поверхность. Выделяют 2 типа добываемой воды [1].

К первому типу относится вода, которая благоприятствует извлечению нефти из пласта, поступая из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов [1]. Ее объем меньше предельного, определяющимся критическим водонефтяным фактором, который рассчитывается экономически. Именно этот тип воды является основной и важной составляющей управления процессом разработки нефтяных месторождений и оказывает влияние на вовлеченность запасов нефти в процесс дренирования и на коэффициент продуктивности. Причиной смешивания жидкости является извилистость поровых каналов, поэтому извлечение воды первого типа возможно только при движении вместе с нефтью (рисунок 1).

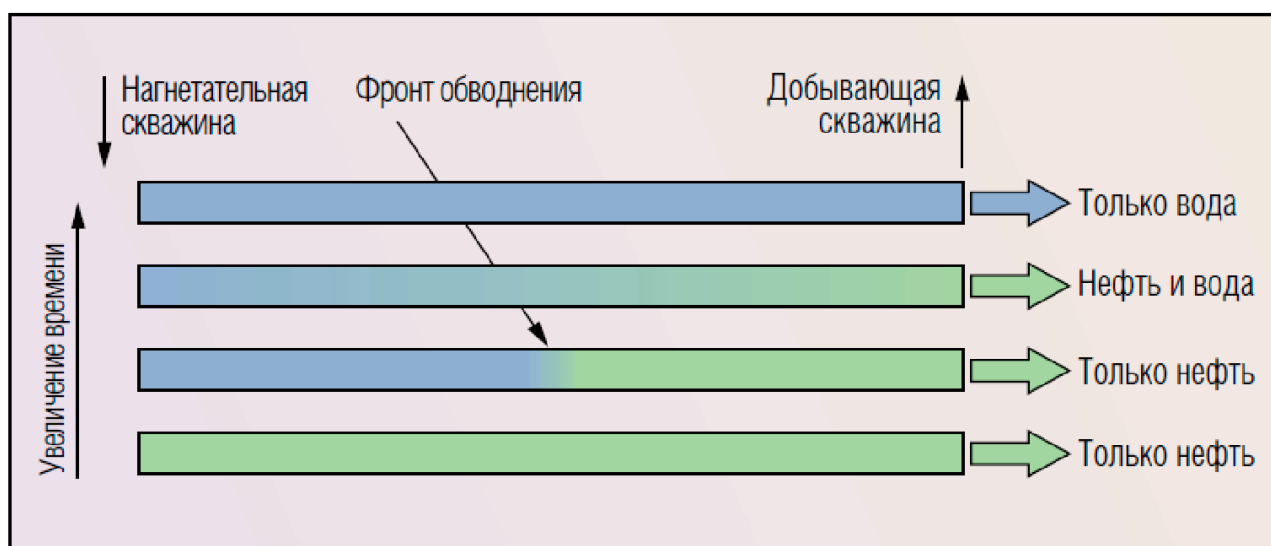


Рисунок 1 – Перемещения фронта обводнения в зависимости от времени

Вода, фильтруемая по самому короткому пути от нагнетательной скважины в добывающую, также считают приемлемой для добычи (рисунок 2). Между обеими скважинами может быть бесконечное количество линий тока, соединяющих их. В первую очередь вода движется по самому короткому

пути, поднимаясь на дневную поверхность, в то время как нефти перемещается по более длинным линиям тока, расположенных вдоль границ симметрии. Поэтому такая вода, которую необходимо извлечь для исключения потери запасов нефти считается приемлемой.

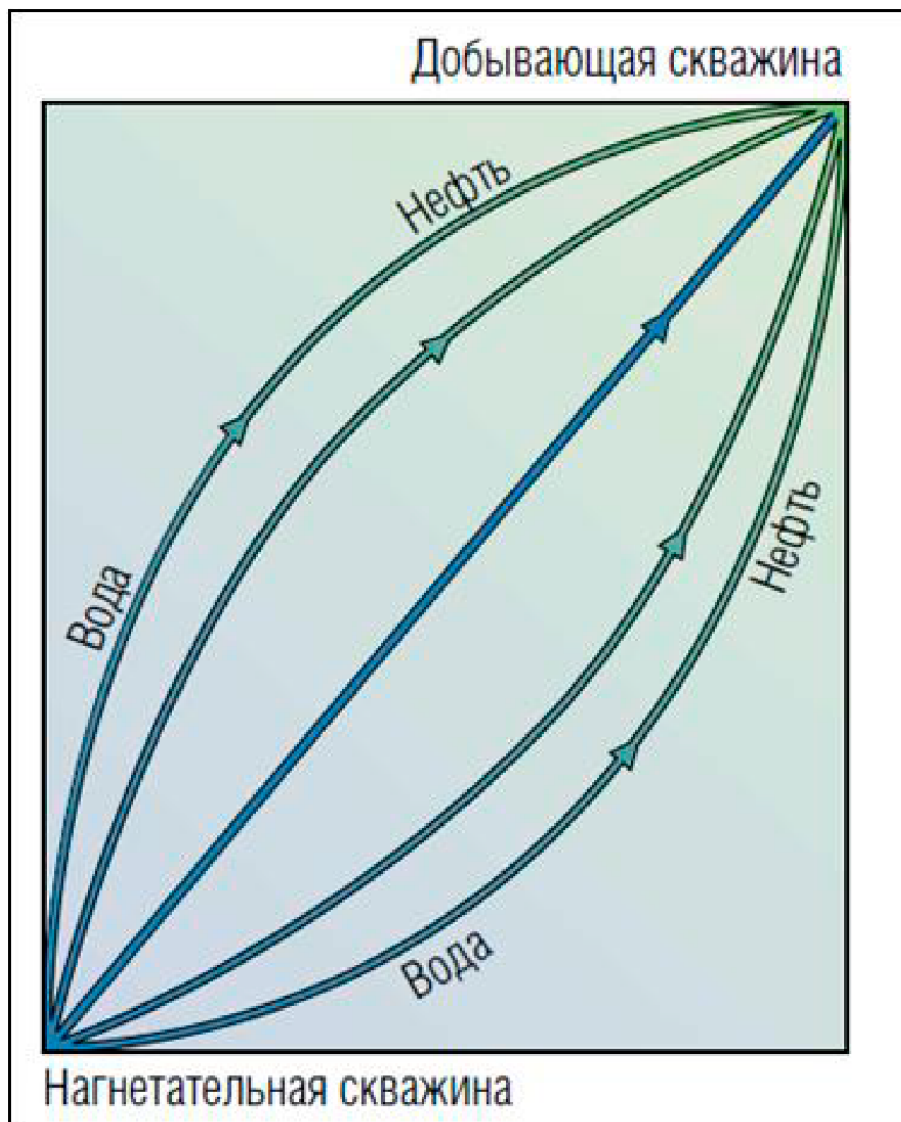


Рисунок 2 – Движение воды в пласте по линиям тока

Вода второго типа характеризуется отсутствием или недостаточным объемом нефти при совместном извлечении в следствии чего нельзя покрыть расходы, которые тратятся на ее утилизацию, то есть объем воды выше определяемого критическим ВНФ экономического предела. Водонефтяной фактор – это отношение дебита воды к дебиту нефти.

На рисунке 3 изображена зависимость накопленной добычи нефти от водонефтяного фактора. В процессе эксплуатации месторождения с

увеличением накопленной добычи растет ВНФ. В определенный момент ВНФ достигает своего «экономического предела», это связано с достижением равенства стоимости добытой нефти и расходов на сепарацию, переработку и утилизацию воды. Технологии, основанные на методах по ограничению водопритоков, дают возможность уменьшить объем попутно-добываемой воды и добиться дополнительного извлечения нефти, обеспечивая продление экономически выгодной ситуации.

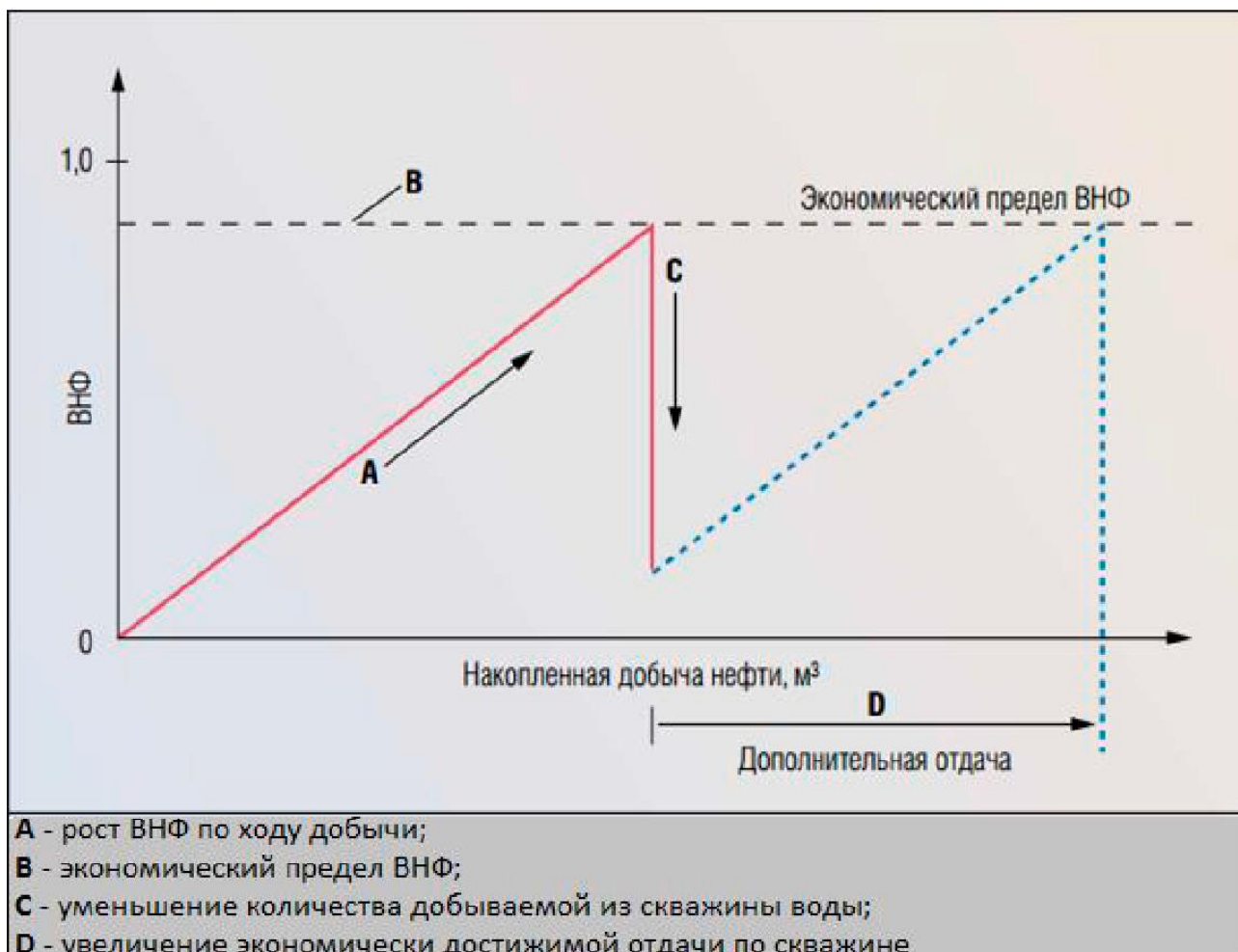


Рисунок 3 – Сущность контроля за обводнением

Существует большое количество факторов, вызывающих преждевременное обводнение. Неоднородность объектов разработки, негерметичность обсадных колонн и резьбовых соединений, процесс разработки месторождений – все это относится к проблемам, которые могут привести к избыточному отбору воды. Проблемы и причины в базовых ситуациях, приводящих к преждевременному обводнению скважинной

продукции представлены в таблице 1. Таблица содержит упрощенную классификацию, поэтому возможно большее количество комбинаций.

Согласно данным из нескольких источников наиболее часто встречающимся случаем является переток воды по некачественно зацементированному за колонному пространству из обводнившегося или водоносного пласта. Чаще всего причинами дефектов цементного кольца являются вертикальные трещины и отсутствие сплошного контакта цемента и породы.

Исходя из огромного опыта решения проблемы обводненности можно сказать, что знание пространственного местоположения источника обводнения и правильно подобранная технология водоизоляции являются верным шагом к успеху для ограничения избыточных водопритоков.

Таблица 1 – Основные типы проблем, приводящие к преждевременному обводнению, и их причины

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1	2	3	4
1. Негерметичность обсадкой колонны, НКТ или пакера.	<ul style="list-style-type: none"> - старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия. 	<ul style="list-style-type: none"> - применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей. 	
2. Заколонные перетоки.	<ul style="list-style-type: none"> - низкое качество цементного кольца; - пустоты в заколонном пространстве. 	<ul style="list-style-type: none"> - применение изолирующих тампонажных жидкостей. 	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК).	<ul style="list-style-type: none"> - очень низкая вертикальная проницаемость. 	<ul style="list-style-type: none"> - заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем. 	<ul style="list-style-type: none"> - зарезка второго горизонтального ствола.
4. Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков.	<ul style="list-style-type: none"> - наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами. 	<ul style="list-style-type: none"> - применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов. 	<ul style="list-style-type: none"> - данная проблема не затрагивает горизонтальные скважины, вскрывающий лишь один продуктивный пласт.

Продолжение таблицы 1

5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.	- закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы).	
6. Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.	- обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин).	
7. Конусо- или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации; - высокая вертикальная проницаемость.	- закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли.	- применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх.
8. Обводненный пропласток с внутрипластовыми перетоками.	- высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками.	- закачка геля в тонкий обводненный пропласток достаточно глубок; - бурение горизонтальных скважин.	- подобные проблемы не встречаются, если скважина расположена в одном пропластке.

1.3. Геологические и технические факторы и показатели, влияющие на обводнение скважин

1. Коллекторские свойства горных пород. Характеристики основных типов коллекторов терригенных и карбонатных оказывают особое влияние на значение обводненности скважин (рисунок 4). В отличие от терригенных коллекторов карбонатные имеют разнообразную структуру порового пространства, меньшие значения глинистости и более низкие граничные значения пористости [3].

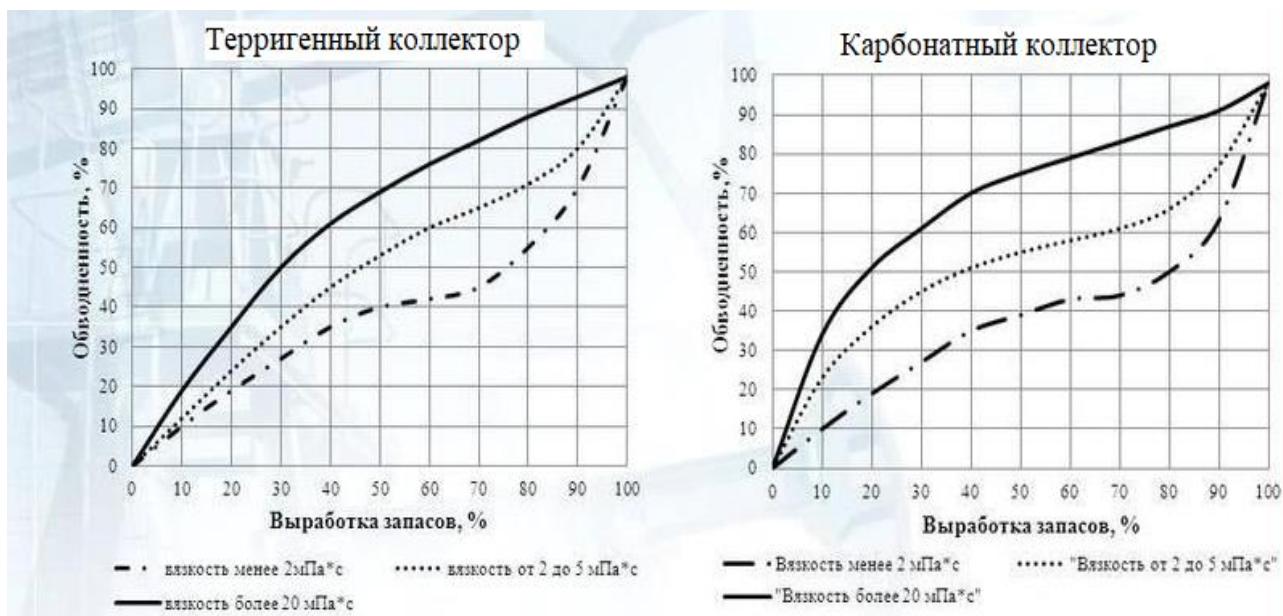


Рисунок 4 – Зависимости обводненности скважин от выработки запасов для различных типов коллекторов и вязкости нефти

2. Вещественный состав нефтеносных пластов. Размер зерен песка, в основном слагающего нефтеносные пласты, сортировка и упаковка этих зерен, а также фракционный состав отложений, характеризующийся, как правило, мелкозернистыми породами, которые содержат примеси алевритовой и пелитовой фракций, оказывают огромное влияние на направление течения пластовых флюидов [3].

3. Неоднородность порового пространства. Фракционный состав частиц, плотность их расположения и тип цемента оказывают влияние на пористость реальных нефтеносных пластов терригенного типа. Чем шире спектр вариантов фракционного состава зерен породы, тем больше изменяются «живое» сечение и свойства поверхности поровых каналов. Этим и обуславливается неоднородность порового пространства [7].

Бывают первичные и вторичные поры. Первичные поры образуются вместе с породой, а вторичные возникают после образования пород. В результате образования вторичных пор в пластах появляются трещины, пустоты растворения, каверны, которые во многом определяют положение и связанность линий тока в пластах между нагнетательными и добывающими скважинами.

4. Неоднородность нефтеносных пластов. В зависимости от условий отложения осадочных пород их вещественный состав и физические свойства изменяются как по площади, так и по разрезу. Литолого-физические свойства пород могут изменяться равномерно или резко на расстояниях, приближенных к расстояниям между скважинами. Такую резкую изменчивость свойств горных пород называют геологической неоднородностью [7].

В настоящее время расчлененность пластов непроницаемыми пропластками и линзами, изменчивость по разрезу монолитных пластов и неравномерность свойств пластов по простиранию являются основными типами неоднородности, которыми характеризуются реальные нефтяные пласты.

Эти типы неоднородности приводят к неравномерности потоков жидкости, создают трудности для полноценного извлечения нефти и осложняют химическую обработку пластов реагентами [7].

5. Свойства нефти. Состав нефти определяется наличием трех основных классов углеводородов: парафиновых (алканы), нафтеновых (цикланы) и ароматических (арены). Важную роль играет содержание в нефти парафина, растворенного в жидких углеводородах.

Также важной составной частью нефти являются смолы и асфальтены, которые представляют собой сложные высокомолекулярные соединения [7].

В рамках технологий по ограничению водопритока особое место занимают вязкостные параметры нефти. Процесс и показатели заводнения пластов зачастую определяются соотношением вязкостей нефти и воды. Величину фильтрационного сопротивления определяют по вязкости жидкости, движущейся между контуром питания и зоной отбора. При увеличении вязкости нефти, увеличивается изменение фильтрационного сопротивления потоку при внедрении воды и отличается для обводненных и нефтенасыщенных зон пласта [4]. Если коэффициент охвата является постоянным, то при росте вязкости нефти увеличивается доля количества воды в добываемой продукции.

Исходя из значения вязкости нефти в залежах разница в обводненности добываемого флюида может достигать 20 – 50 %. Также в практике встречаются случаи, когда нефтеотдачи залежей с малой и большой вязкостями мало отличаются, но это происходит при более высоком значении обводненности и при значительно большем количестве закаченной жидкости-вытеснителя [4].

6. Давление и температура. Извлечение нефти и газа из пробуренных скважин является неестественным состоянием для пласта, что служит причиной нарушения распределения пластового давления. Вдоль ствола скважины давление падает в результате чего образуется депрессионная воронка. Данное явление наблюдается при образовании градиентов давления близких к вертикальным. Все подобные перемены в пласте приводят к изменениям потоков жидкости: поднятию водонефтяного контакта или опусканию газонефтяного контакта (ГНК), то есть образуются водяные и газовые конусы [7].

Температура непосредственно влияет на значение вязкости нефти, а значит, и на интенсивность процессов обводнения и возможность подбора методов интенсификации притока. В добавок к этому в зависимости от температурного режима пласта происходит выбор реагентов для ограничения водопритока [7]. Высокие температуры пласта ведут к разрушению полимерных композиций, при слишком низких – к образованию асфальтосмолопарафиновых отложений, которые снижают значение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Благодаря наличию информации о температурном фоне в призабойной зоне и на забое скважины можно обнаружить наличие заколонных перетоков флюида и опережение поступления в скважину закачиваемых и законтурных вод [7].

7. Техническое состояние скважины. При определении перечня работ по ограничению водопритока нужно учитывать конструкцию низа скважины, строение которой влияет на пути проникновения воды в скважину.

В ряде случаев требуется ограничивать мощность пласта, через которую нефть просачивается в скважину, для этого необходимо обеспечить точность установления интервалов перфорации.

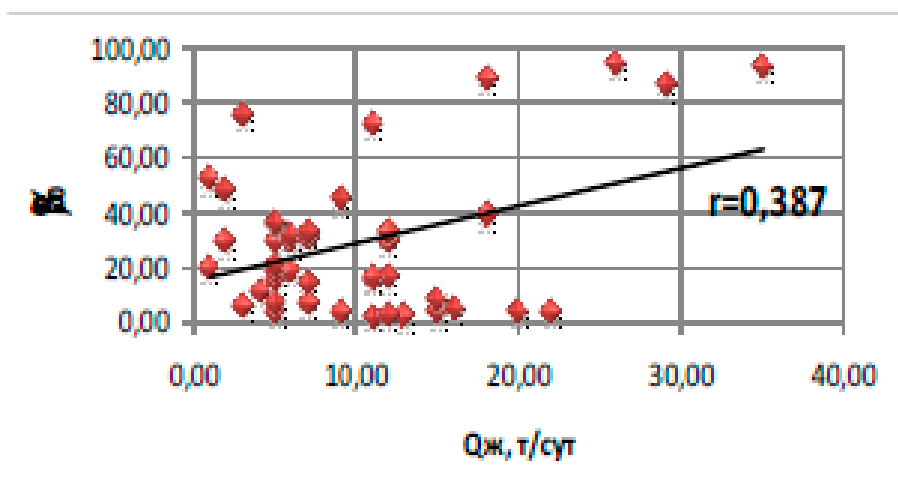
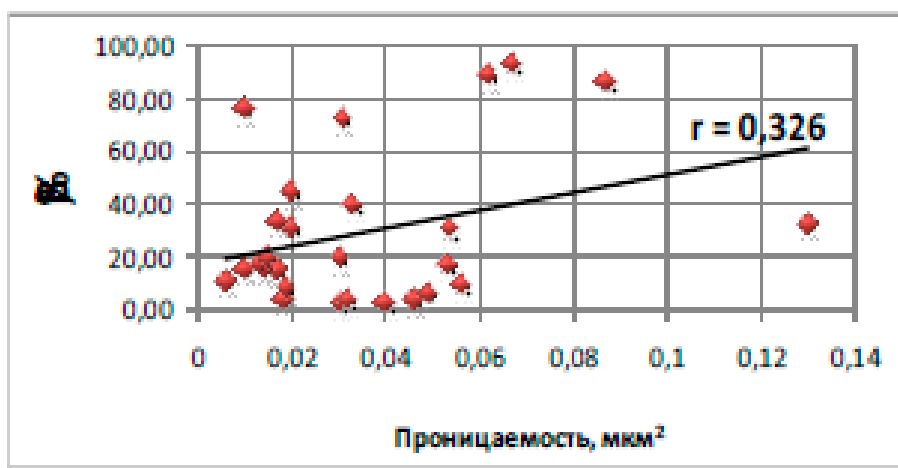
8. Состояние призабойной зоны пласта. Через призабойную зону пласта, которая образовалась в результате вскрытия его скважиной, происходит фильтрация пластовой жидкости. Если же фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород претерпели улучшение или ухудшения по сравнению с первоначальным естественным состоянием пласта, то и продуктивность его будет отличаться от его природного значения [3].

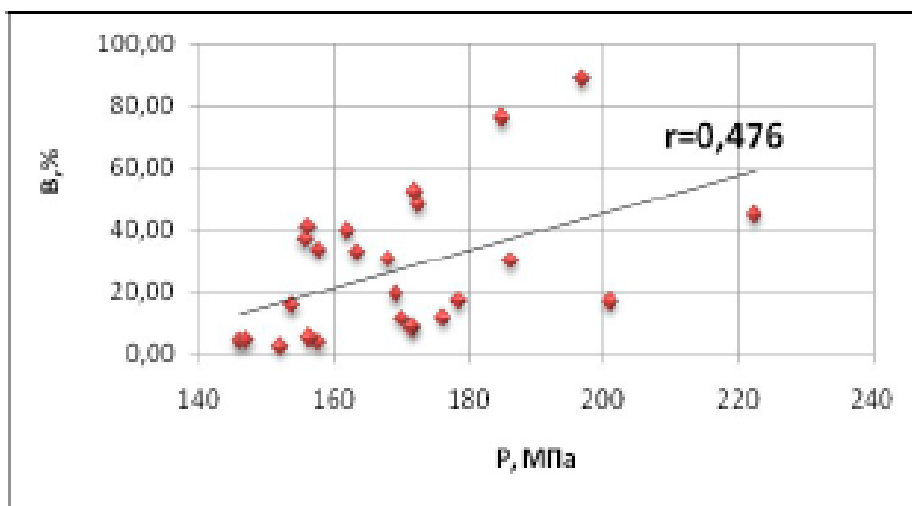
9. Характер и режим заводнения. Метод заводнения является высокопотенциальным методом, используемым для восполнения ресурсов пластовой энергии и улучшения соотношения вязкостей вытесняемой нефти и вытесняющей воды.

Применяемые системы разработки нефтяных месторождений включают законтурное, линейное, очаговое, избирательное заводнение, а также их различные комбинации [4]. На основе многочисленных геолого-промысловых факторов определяются с выбором системы заводнения. Огромную роль играют такие факторы, как размеры залежей и водонефтяных зон, глубина залегания пластов, значение проницаемости, тип пласта-коллектора, степень неоднородности пластов, вязкость и газонасыщенность пластовой нефти, начальное пластовое давления, разница в значениях между начальным пластовым давлением и давлением насыщения [4].

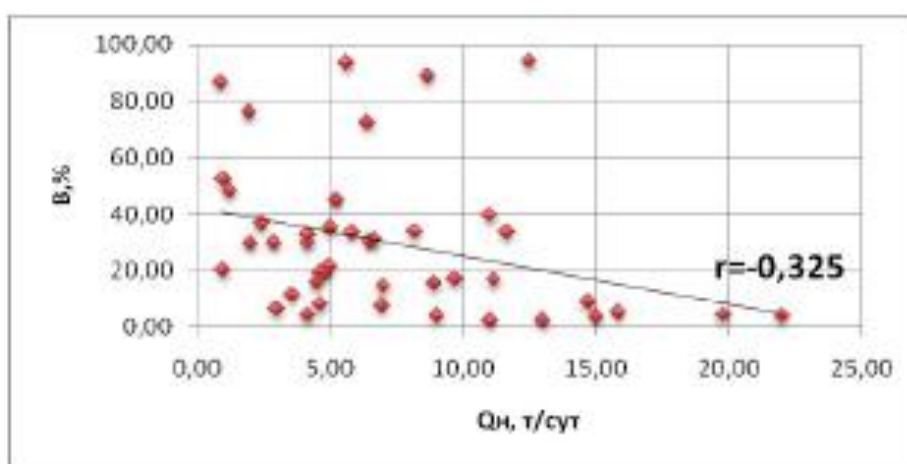
На основе данных, полученных с башкирско-серпуховской залежи Уньвинского нефтяного месторождения Соликамской депрессией, для выявления причин увеличения извлечения воды были построены поля корреляции, на которых отражена зависимость обводненности от различных геолого-технических показателей разработки (пластового давления, эффективных нефтенасыщенных толщин, проницаемости, дебитов нефти, дебитов жидкости) (рисунок 5) [6]. По результатам корреляционного анализа было выявлено прямая зависимость обводненности скважинной продукции от

темпов отбора жидкости, проницаемости пород-коллекторов, а также величины пластового давления [6]. Величина оценки коэффициента корреляции для этих зависимостей соответственно равна 0,387, 0,326 и 0,476, исходя из чего, можно сделать вывод о наиболее сильном влиянии пластового давления на степень обводненности [8]. Обратная зависимость наблюдается между значением обводненности и величиной среднесуточных дебитов нефти, эффективными нефтенасыщенными толщами, здесь можно увидеть отрицательные значения коэффициента корреляции: -0,325 и -0,157 [8].

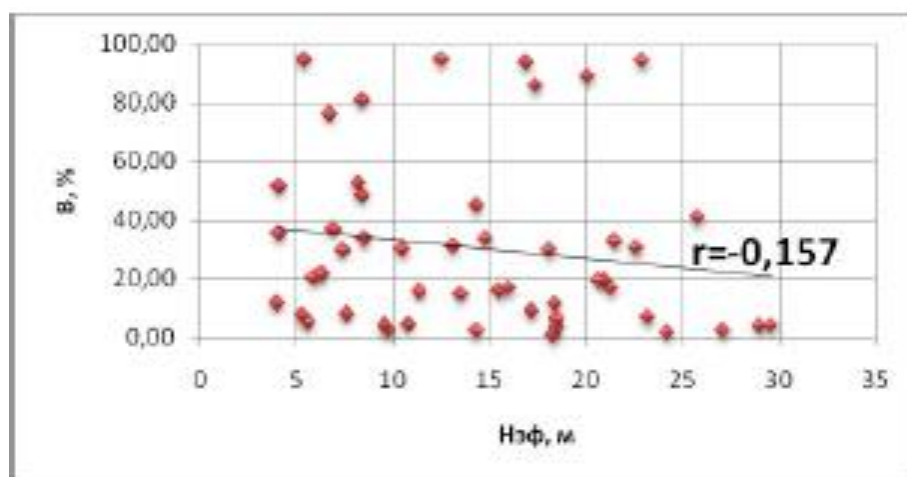




Б



Г



Д

Рисунок 5 - Поля корреляции обводненности, зависящей:
 а) от проницаемости; б) дебита жидкости; в) давления; г) дебита нефти; д)
 эффективных нефтенасыщенных толщин [8]

Представленные зависимости подтверждают значительное влияние неоднородности пластов (изменчивость эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости) на обводненность скважинной продукции, а также выделяют особое влияние применяемой на месторождении системы разработки [8].

Заводнение приводит к резкому повышению обводненности скважин, а также влияет на характер смещения водонефтяного контакта за период эксплуатации. Это влияние представлено в виде специальной карты, характеризующей степень обводненности нефтяной залежи (рисунок 6) [8].

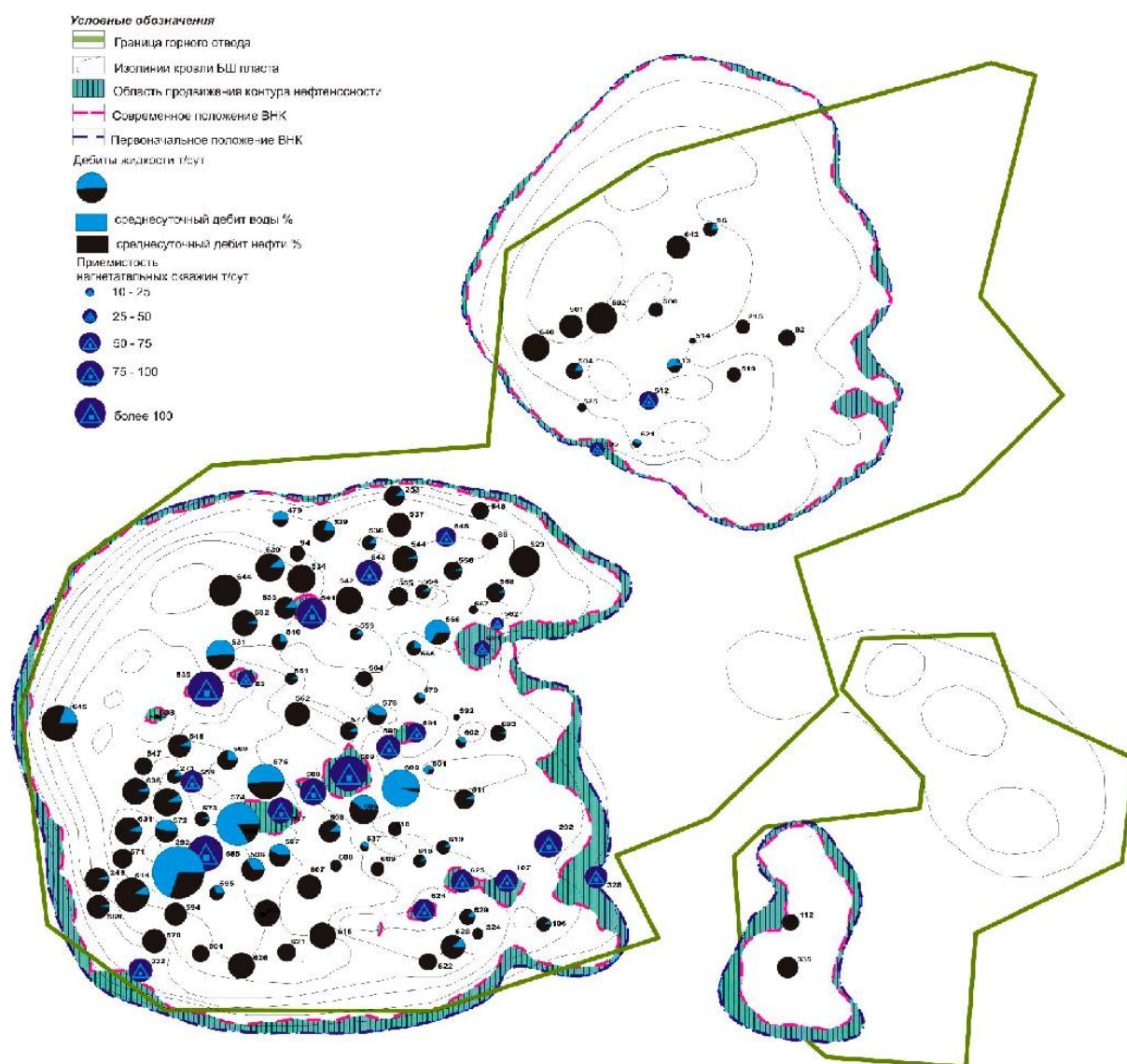
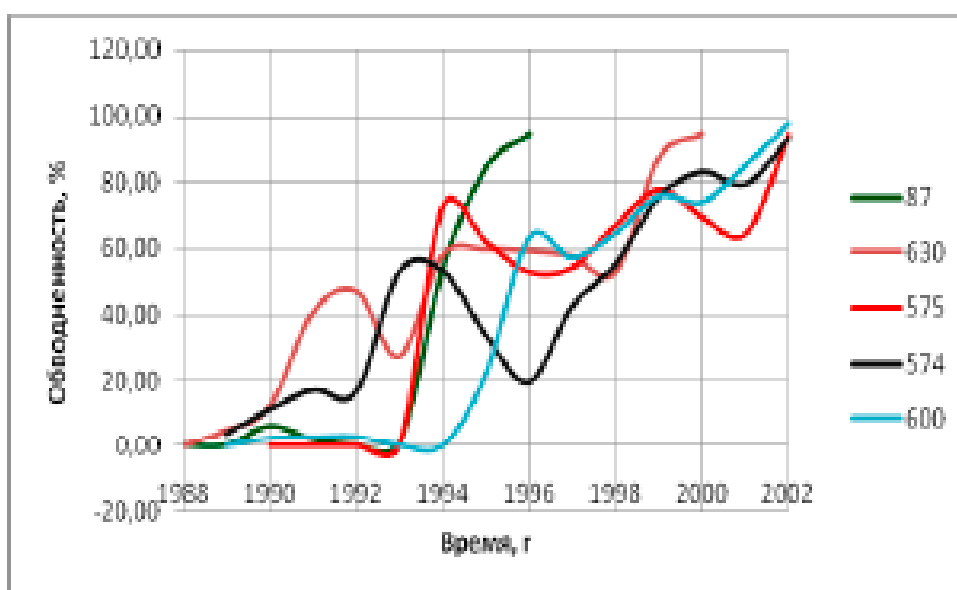


Рисунок 6 - Карта, характеризующая состояние обводненности нефтяной залежи Бш-Срп пласта Уньвинского месторождения [8]

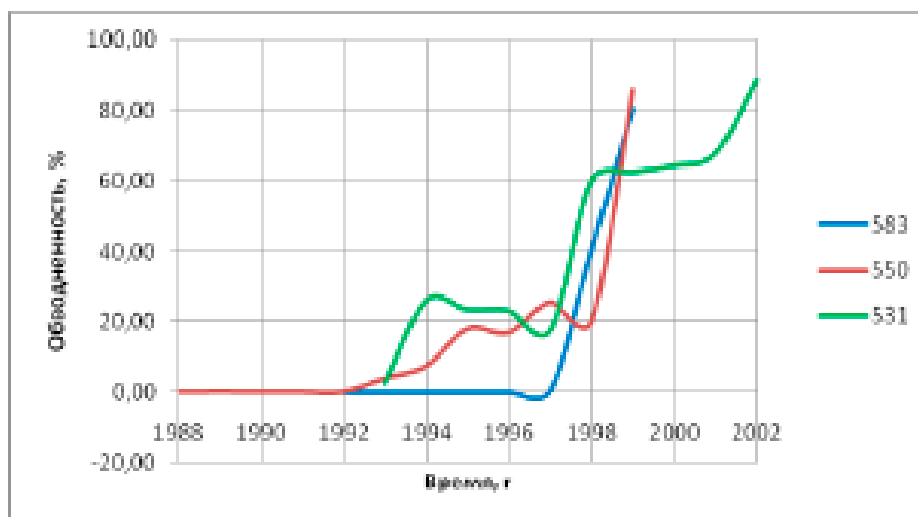
На карте видно, что практически все обводнившиеся скважины в первую очередь относятся к линиям нагнетания.

В целом контур водонефтяного контакта простирается вполне равномерно, однако система поддержания пластового давления (ППД), используемая на данном месторождении, влечет образование языков заводнения на участках, которые характеризуются наибольшими значениями проницаемости и, соответственно, к преждевременному обводнению скважин, находящихся неподалеку [8]. В зоне нагнетания наблюдается разница пластовых давлений, способствующая продвижению воды. Высокие темпы отбора флюида и одновременное закачивание воды в нагнетательные скважины являются причиной перетока вод из зон повышенных давлений (нагнетательных скважин) в зоны с пониженным давлением (добывающие скважины). К тому же в зонах, где значения нефтенасыщенных толщин повышены, обводненность возрастает более низкими темпами. Это объясняется меньшей степенью выработанности запасов в этих местах залежи и соответственно большим удалением подошвенных вод от интервалов перфорации.

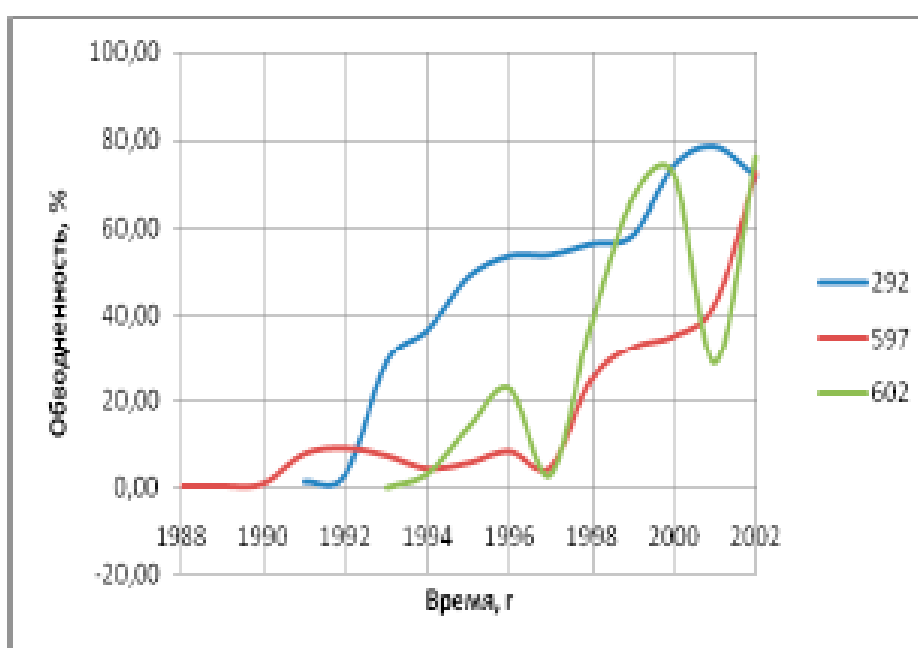
Напрямую причины обводненности можно определить путем анализа формы графика зависимости обводненности от времени (рисунок 7) [8].



а



б



в

Рисунок 7 - Графики зависимости обводненности от времени для скважин обводненностью:

а) 90 – 100%; б) 80 – 90%; в) 70 – 80%

Равномерный рост кривой обводненности с самого начала эксплуатации (скв. 630, 674) свидетельствует об образовании конуса обводнения; резкий подъем говорит о прорыве воды по системе трещин, разлому и наличии заколонного канала (скв. 87, 575) [8]; наличие прорыва законтурной воды отображается резким скачком кривой обводненности, который спустя какое-то количество времени ведет себя по линейной зависимости (скв. 630, 574) [8].

Чередование экстремумов обводненности свидетельствует о проведенных ранее мерах по ограничению притока, но через какое-то время значения обводненности снова начали увеличиваться. Применяемая на данном месторождении система заводнения поспособствовала резкому увеличению обводненности, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает полноценной и равномерной разработки залежи. В следствие чего на участках воздействия нагнетательных скважин происходит опережающий прорыв закачиваемой воды по каналам, обладающим высокими значениями проницаемости, и пропласткам в добывающие скважины.

Минерализация воды характеризует содержание в ней растворённых солей в г/л, мг/л, г/м³, кг/м³. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество (Q) солей [9].

По Овчинникову А.М. все природные воды по минерализации классифицируются на 6 типов [9]:

- Ультрапресные – природные воды с минерализацией < 0,2 г/дм³
- Пресные – воды с минерализацией 0,2 – 0,5 г/дм³
- Воды с относительно повышенной минерализацией 0,5 – 1 г/дм³
- Солоноватые – воды с минерализацией от 1 до 3 г/дм³
- Соленые – минерализация вод от 3 до 10 г/дм³
- Воды повышенной солености с минерализацией от 10 до 35 г/дм³

Согласно академику В.И.Вернадскому (1933), все пластовые воды (в том числе и поверхностные) по величине минерализации подразделяются на четыре класса [9]:

- Пресные с минерализацией до 1 г/л (или 1000 мг/л)
- Солоноватые (слабоминерализированные) – от 1 до 10 г/л (1000 – 10000)
- Солевые (минерализованные) – от 10 до 50 г/л (10000 – 50000)
- Рассолы, минерализация которых выше 50 г/л (50000 мг/л)

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м³ в пресной воде до 300 кг/м³ в концентрированных рассолах.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 2Б7П	ФИО Тишину Евгению Алексеевичу
-----------------------	--

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов на проведение одной скважино-операции по ВПП
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов в соответствии с усреднёнными расходами материалов на проведение одной скважино-операции по ВПП предприятий Западной Сибири, нормы амортизации в соответствии со статьёй 258 НК РФ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на добавленную стоимость 20% в соответствии с главой 21 НК РФ Надбавка за вахтовый метод работы 16% в соответствии со статьёй 217 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

4. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала и перспективности посредством выполнения SWOT-анализа технологии по ВПП
5. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчеты продолжительности работ, материальных затрат, численности персонала, амортизационных отчислений. Расчет сметой стоимости работ на проведение одной скважино-операции по ВПП

Перечень графического материала

Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тишин Евгений Алексеевич		01.04.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В ходе разработки месторождения проблема ограничения водных притоков в эксплуатационные скважины становится более актуальной. Огромные убытки приносят простаивание фонда скважин из-за обводнения.

На месторождениях Западной Сибири, главного нефтегазового региона страны, нет месторождения, где бы отсутствовала проблема с обводнением скважин. На некоторых месторождениях, обводненность достигает более 90%, что составляет половину всего фонда скважин, а также темп обводнения эксплуатационных скважин ежегодно увеличивается.

Работа большого количества скважин из-за обводненности считается нерентабельной и дальнейшая эксплуатации является, экономически нецелесообразна.

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по выравниванию профиля приемистости

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Матрица SWOT

Сильные стороны технологии ВПП (С)	Слабые стороны технологии ВПП (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение нефтеотдачи 2. Снижение обводненности 3. Наиболее эффективная, для поздней стадии разработки, технология 4. Низкая стоимость проведения работ 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость учета геолого-физических условий для подбора состава изолирующего вещества 2. Эффект может нести необратимый характер 3. Затраты на закупку спецтехники 4. Остановка скважины для проведения работ
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Совершенствование технологии совместно с другими методами повышения нефтеотдачи 2. Совершенствование методики закачки химических составов в пласт 3. Создание более эффективных химических составов 4. Снижение стоимости сырья, необходимого для создания гелеобразующих составов 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение дополнительных государственных требований к сертификации гелеобразующих составов 2. Несвоевременное финансирование научного исследования со стороны предприятия 3. Контроль за процессом проведения технологии ВПП 4. Возможно снижение коллекторских свойств продуктивного пласта и необратимость эффекта

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	-
	В2	+	+	+	-
	В3	+	+	+	-
	В4	+	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 5, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: В1С1С2С3, В2С1С2С3, В3С1С2С3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	-	-	+	+
	В2	+	+	-	+
	В3	+	-	+	-
	В4	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 6, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: В1Сл3Сл4, В2Сл1Сл2Сл4, В3Сл1Сл3, В4Сл1Сл2Сл3Сл4

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	-	-	+
	У3	+	+	+	+
	У4	-	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 7, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: У3С1С2С3С4, У4С2С4.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	-	-
	У2	+	+	+	+
	У3	+	+	+	+
	У4	-	+	-	-

При анализе интерактивной таблицы 8, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: У2Сл1Сл2Сл3Сл4, У2Сл1Сл2Сл3Сл4.

Вывод: заявленная технология имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции зарубежным разработкам и повысит количество заинтересованных заказчиков. Совершенствование технологии позволит снизить длительность проведения увеличения нефтеотдачи пластов.

4.2. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из

своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс изоляции высокопроницаемых обводнившихся участков пласта можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по изоляции обводнившихся высокопроницаемых участков;
- заключительный.

Продолжительность работ определяется исходя из проекта на проведение ремонтно-изоляционных работ, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки.

В таблице 9 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 9 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на кусту, сборкой линии нагнетания		4 человека
3	Определение приёмности скважины (до проведения работ)	2	4 человека
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемности скважины (после проведения работ)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ:		122	

За месяц одна бригада может провести работы на 6-10 скважинах (в зависимости от необходимого объема закачки композиций), и в среднем линейный календарный график проведения работ будет выглядеть следующим образом (таблица 10):

Таблица 10 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Подготовительный	■					■						■			
Выполнение работ по ВПП		■	■	■	■		■	■	■	■		■	■	■	■
Заключительный						■					■				■
Этап работ	Дни														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Подготовительный	■					■					■				
Выполнение работ по ВПП		■	■	■	■		■	■	■	■		■	■	■	■
Заключительный						■					■				■

4.3. Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Таблица 11 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	

5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ
---	-----------------------------------	-------------	--------------------------------

4.4. Расчёт сметной стоимости работ

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

В зависимости от применяемой технологии ВПП используются различные химические реагенты, помимо которых в скважину также закачивается продавочная жидкость (техническая вода), и после этого скважина закрывается на структурное упрочнение. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходным сырьем для проведения технологического процесса. Стоимость данных материалов указана в таблице 12 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 12 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.*	Цена за единицу, руб./ нат. ед.**	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент (готовый раствор)	600 м ³	400	240000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
ИТОГО			265229,6

* в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири

** на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в

многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по ВПП на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист установки дозирования реагента (УДР) и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	16120	48,8	61	19,52	34,16	7,808	13455,1
Оператор ХОС	4	19437	58,9	61	23,56	41,23	9,424	32479,8
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	61	31,20	54,6	12,48	10753,1
ИТОГО								56688,0

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 929,3 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 306673 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского

страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 14).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 14 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	56688,0	1644,0	2891,1	17006,4	226,8	17233,2

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Для определения приёмистости скважины до и после проведения ВПП применяют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из

балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	4 050 000	10	6796,3
ЦА-320	4 880 000	10	5640,4
ИТОГО			12436,7

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	265229,6
2. Затраты на оплату труда	56688,0
3. Страховые взносы	17233,2
4. Амортизационные отчисления	12436,7
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	351587,5

Таким образом общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмности с объемом закачки 600 м³ составит 351 587,5 рублей. Стоимость бригады в месяц равна 306 673 рублей. Стоимость закачки 1 м³ раствора составляет 586 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тишину Евгению Алексеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ мер по снижению обводненности на поздней стадии разработки на примере Западно-Малобалькского месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Меры снижения обводненности скважинной продукции. Область применения: Месторождения Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	ГОСТ 12.2.033 - 78 ССБТ Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ 21753 – 76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - Отклонение показателей климата на открытом воздухе.;

	<ul style="list-style-type: none"> - Превышение уровней шума и вибрации; - Недостаточная освещенность; - Повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Электрический ток; - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - Опасность утечки хим. веществ; - Высокое давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс газа хим. веществ в атмосферу</p> <p>Гидросфера: разлив нефти и хим. веществ на поверхности воды</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами и нефтепродуктами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; - Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети; <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тишин Евгений Алексеевич		01.04.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Высокая неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений и снижению нефтеотдачи пластов.

Дальнейшее совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением заводнения связано с перераспределением потоков дренирующей воды в пласте путём закачивания в нагнетательные и добывающие скважины изолирующих составов для ограничения притока воды из высокопроницаемых пропластков или трещин. Закачка химических композиций приводит к снижению проницаемости высокопроницаемых зон пласта и уменьшению фильтрации воды через них, при этом закачиваемая вода относительно равномерно поступает как в изолированные высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые пропластки.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по ВПП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [28]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Лица до 18 лет, к проведению химической обработки не допускаются. Выполнение работ по интенсификации притока жидкости следует проводить лицам, прошедшим обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противодиверсионной безопасности.

Инженерно-техническим работникам, занятым проведением работ по интенсификации притока жидкости с применением физико-химической

обработки, для выявления пригодности к выполнению обязательно прохождение обязательных предварительного (при поступлении на работу) и периодических (в возрасте до двадцати одного года – ежегодные) медицинские осмотры. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций. Допуск к работе лиц, не прошедших медицинский осмотр, осуществляется в соответствии с трудовым законодательством.

В пределах профессиональных обязанностей инженерно-техническим работникам и рабочим следует соблюдать правила трудового распорядка, в том числе производственную и трудовую дисциплину; выполнять требования инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, производственной санитарии и пожарной безопасности; быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправности, знать и оперативно реагировать на первые признаки опасности.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [30]. Эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливать его соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда.

5.2. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

1. Осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин.
2. Спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин.
3. Систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте.
4. Участие в работах по повышению приемистости скважин.
5. Наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний.
6. Участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов.
7. Отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов.
8. Ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [18] (таблица 17).

Таблица 17 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы Работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление материалов	Эксплуатация	
1)Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [19]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [21];
2)Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	

3)Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [22]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное . Общие требования безопасности [25]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности[29]
4)Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5)Химические реагенты;		+	+	
6)Высокое давление;		+	+	
7)Механические опасности.	+	+	+	
8)Электрический ток	+	+	+	

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.2.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани.

Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 18).

Таблица 18 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

5.2.1.2. Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [19]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [20].

5.2.1.3. Превышение уровня вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [21] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

5.2.1.4. Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [22]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.1.5. Повышенная запыленность рабочей зоны

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2.1.6. Химические реагенты

При полимерном заводнении (ПЗ) наиболее часто используют полиакриламид (ПАА). При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей. Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76 [29], при соблюдении

которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника.

5.2.1.7. Высокое давление

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка полимерного раствора осуществляется под давлением 20-22 МПа. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. 86 Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью. Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

5.2.1.8. Механические опасности

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом. Необходимо систематически

проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [25]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

5.2.1.9. Электрический ток

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кузовных площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения),

электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [23].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [24].

5.3. Экологическая безопасность

Операции ВИР сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

5.3.1 Охрана атмосферы

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются непримерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

5.3.2 Охрана гидросферы

Современная технология крепления скважин в процессе бурения несовершенна и не обеспечивает надёжного разобщения пластов за обсадной колонной. По этой причине, происходят перетоки флюидов из

высоконапорных пластов в низконапорные, т.е. чаще всего снизу-вверх. В итоге резко ухудшается качество всей гидросферы.

Основной мерой предотвращения загрязнения пресных вод продукцией добывающих скважин на нефтяных промыслах является использование закрытой, полностью герметизированной системы сбора, первичной обработки и транспорта всей продукции, включая нефть, газ и попутную воду.

Важным мероприятием служит полная утилизация всех попутных вод путем закачки их в нефтеносные пласты или в глубокие поглощающие горизонты.

Важным мероприятием по предотвращению истощения пресноводных горизонтов является использование соленых вод более глубоких горизонтов для технического водоснабжения буровых и для заводнения нефтяных пластов.

5.3.3. Охрана литосферы

Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты (ГСМ), проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.
- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

1. Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией.

2. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.
3. При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.
4. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полутора кратное ожидаемое рабочее давление;
5. При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.
6. Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [26].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о происходящем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв - сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Вывод

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При выравнивании профиля приемистости происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обводненность продукции разрабатываемых месторождений – серьезная и распространенная проблема нефтяной промышленности. Большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи и ростом обводненности извлекаемого флюида. Правильное понимание причин избыточных водопритоков влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

Современные методы регулирования заводнения залежей, основанные на гидродинамическом воздействии на пласт, позволяют увеличить охват невовлеченных в разработку участков, тем самым снизить значение обводненности в целом по эксплуатационному объекту, однако эффективны лишь в определенных геолого-физических условиях.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Посчитана сметная стоимость на проведение одной скважино-операции по выравниванию профиля притока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Дж. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. — 2001. Т. 6.— №1. — С. 44 - 67.
2. Аникин И. В. Особенности процесса обводненности скважин при эксплуатации нефтяных месторождений / И. В. Аникин ; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 73-74].
3. Ильина, Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири : учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина. — 2-е изд. — Томск : ТПУ, 2012. — 166 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/10306> (дата обращения: 23.01.2021). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
4. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003.
5. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН И ВЛИЯНИЕ ЕЕ НА ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ Учредители: ООО "Экспозиция Нефть Газ", Шарафутдинов Ильдар Набибович (Набережные Челны) ISSN: 2076-6785. — 2011. — № 2 (14). — С.14-17.

6. Кочнева О.Е., Ефимов А.А. Влияние геологической неоднородности карбонатных коллекторов башкирских отложений на нефтеотдачу (на примере Пермского края)//Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: сб. науч. Тр. К 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого/ Перм. Гос. ун-т. – Пермь, 2010. – 213 с.
7. Черненко М.С. Пути увеличения эффективности изоляционных работ по ограничению водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин: Курсовой проект – САХГУ, 2015
8. КОЧНЕВА О.Е. ПРИЧИНЫ И АНАЛИЗ ОБВОДНЕННОСТИ БАШКИРСКО-СЕРПУХОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ УНЬВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ / О.Е. КОЧНЕВА, И.А. Ендальцева // ВЕСТНИК ПЕРМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ГЕОЛОГИЯ Учредители: Пермский государственный национальный исследовательский университет (Пермь) ISSN: 1994-3601eISSN: 2313-4798. — 2012. — № 3 (16). — С.74-79.
9. САМТАНОВА Д.Э. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ КАЛМЫКИЯ КАК ПРИОРИТЕТНЫХ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ : дис. ... канд. хим. наук : 03.02.08 / САМТАНОВА ДАНАРА ЭРДНИЕВНА. — Элиста, 2016. — 175 с.
10. Эльманович С.С. (Отв. Исп.), Отчет о работах сп №2/85-86 в Нефтеюганском районе ХМАО Тюменской области за 1985-1986 г.г., Тюмень, 1986 г.
11. Малярова Т.Н., Копылов В.Е. и др. Отчет о создании геологических моделей Западно-Малобалыкского, Мало-Балыкского и южной части Средне-Балыкского месторождений. ООО "Парадайгм Геофизикал", г. Москва, 2003 г.
12. Технологическая схема разработки Мало-Балыкского месторождения. /Рук. А.Н. Янин, Р.А.Закирова, Т. М. Михайлова. Тюмень, 1990 г.

13. Проект пробной эксплуатации Западно-Балыкского месторождения. / Рук. А.Н. Янин, Ф.И.Толмачев, Тюмень, 1988 г.
14. Проект пробной эксплуатации Западно-Малобалыкского месторождения. / Рук. А.Н. Янин, Р.А.Закирова, Тюмень, 1994 г.
15. Отчет о работе по определению и экспериментальной оценке фильтрационных и капиллярных свойств пород-коллекторов Западно-Малобалыкского месторождения (скважины 31, 44, 45). Отчет о НИР/ ЗАО «СИБКОР». - Тюмень, 2000 г.
16. Дополнение к проекту опытно-промышленной эксплуатации Западно-Малобалыкского месторождения, Уф. Филиал ООО "ЮганскНИПИнефть", г.Уфа, 2000 г.
17. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
20. СП 51.13330.2011. Защита от шума. ОАО «ЦПП», 2010.
21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
22. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
23. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 2006 – 10 с.
26. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные. Стандартинформ, 2006 – 12 с.
27. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой

промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

28. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

29. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. Стандартиформ, 2007 – 15 с.

30. ГОСТ 12.2.049-80 Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ИПК Издательство стандартов, 2002 - 25 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 19 - Свойства пластовой нефти Западно-Малобалыкского месторождения

Наименование параметра	пласт АС ₄		пласт БС ₂		пласт БС ₈		пласт Ач		Пласт ЮС	
	диапазон значений	принятые значения	диапазон значений	принятые значения	диапазон значений	принятые значения	диапазон значений	принятые значения	диапазон значений	принятые значения
Пластовое давление, МПа	20.0-24.1	20.4	19.0-20.0	19.5	24.0-24.2	24.1	19.7	19.7	24.0-33.7	34.5
Пластовая температура, °С	74-87	76	79-79	79	72-87	83	65	65	87-105	99
Давление насыщения, МПа	5.6-9.0	6.8	3.2-7.6	7.4	3.4-10.2	8.7	9.8	9.8	3.8-16.3	14.8
Газосодержание, м ³ /т	21.3-56.8	27.7	12.8-37.1	36.7	16.1-49.9	41.6	45.8-61.4	56.9	22-123	80.6
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	18.7-56.0	23.0	11.7-31.9	32	13.5-42.0	37	51.4-53.2	52.4	15.0-77.5	70.5
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	798-846	826	794-819	806	776-841	811	772-787	776	713-778	783
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	2.1-4.9	4.6	2.0-4.8	2.3	1.7-3.5	2.5	1.6	1.6	0.8-2.9	1.5
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8.2-10.9	8.6	8.9-11.1	9.8	9.2-14.3	10.5	9.0-11.0	10.0	8.1-18.2	11.4

Продолжение таблицы 19

Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С										
- при однократном (стандартном) разгазировании	0.940-1.360	1.080	0.952-1.092	1.068	1.018-1.258	1.050	1.151-1.177	1.163	1.154-1.360	1.140
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.776-0.859	0.849	0.790-0.894	0.873	0.807-0.989	0.841	0.978-1.006	0.991	0.911-1.035	1.030
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С										
- при однократном (стандартном) разгазировании	867-889	882	869-875	870	850-885	872	880-883	882	851-886	887
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	855-887	878	864-874	866	851-878	866	875-876	876	839-877	883