



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
Обоснование применения методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях

УДК 622.276.6

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	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 общеинженерные 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

В форме:

Бакалаврской работы

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич

Тема работы:

Обоснование применения методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях.
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

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>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, 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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор и обоснование существующих методов 2. Эффективность применения методов интенсификации на нефтяных месторождениях 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность

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 М.В.

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич		

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	Иванов Михаил Сергеевич

Тема работы:

Обоснование применения методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.02.23	<i>Введение</i>	5
14.02.23	<i>Обзор существующих методов</i>	40
10.03.23	<i>Эффективность применения методов интенсификации на нефтяных месторождениях</i>	20
02.04.23	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
15.04.23	<i>Социальная ответственность</i>	10
29.04.23	<i>Заключение</i>	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич		

Обозначения, определения и сокращения

- ПЗС – призабойная зона скважины
СКО – соляно-кислотная обработка
ГКО – глино-кислотная обработка
ПКО – пенокислотная обработка
ТКО – термокислотная обработка
ГРП – гидравлический разрыв пласта
НКТ – насосно-компрессорная труба
ПЗП – призабойная зона пласта
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ТЭН – тетранитропентаэритрит
ВВ – взрывчатые вещества
МЭП – межэлектронный промежуток
ГПП – гидropескоструйная перфорация
ГМПП – гидромеханическая прокалывающая перфорация
ТГХВ – термогазохимическое воздействие
ШФЛУ – широкая фракция углеводородов
РИР – ремонтно-изоляционные работы
ППД – поддержание пластового давления
ЭЦН – электроцентробежный насос
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ПВР – прострелочно-взрывные работы
БС – боковая скважина
БГС – боковая горизонтальная скважина
ВПП – выравнивание профиля приемистости
МУН – методы увеличения нефтеотдачи

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на 108 листах, и содержит 20 рисунков, 27 таблиц, а также в работе использовано 24 литературных источников.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефть, месторождение, пласт, скважина, коллектор, фильтрация, дебит, продуктивность пласта, проницаемость, бурение, методы интенсификации притока, методы нефтеотдачи пластов.

Объектом исследования являются скважины нефтяных месторождений.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016.

Актуальность данной работы заключается в обосновании выбора оптимального варианта интенсификации притока.

В результате работы рассмотрены общие сведения о методах интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов, так же дана их характеристика.

В экономической части работы была дана оценка экономической целесообразности применения предлагаемых мероприятий.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Так же описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	1
1. ОБЗОР И ОБОСНОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ	12
1.1 Химические методы	14
1.2 Механические методы	26
1.3 Газовые методы	38
1.4 Тепловые методы	39
1.5 Физические методы	43
1.6 Комбинированные методы	46
2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕФТЯННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	51
2.1 Применение методов интенсификации на нефтяном месторождении А	51
2.2 Применение методов интенсификации на нефтяном месторождении Б	58
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	64
3.2 Планирование научно-исследовательских работ	71
3.3 Бюджет научно-технического исследования	76
3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	82
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
4.2 Производственная безопасность	91
4.3 Экологическая безопасность	100
4.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	106

ВВЕДЕНИЕ

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией — снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и ее последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти.

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения мало мощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит и при эксплуатации скважин, сопровождающихся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальтосмолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения в нее рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Приемистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, илом, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате протекания подобных процессов возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Современные методы интенсификации добычи углеводородов являются мощным инструментом, позволяющим повысить продуктивность ПЗП, продлить эксплуатационный период имеющегося фонда скважин и сократить время разработки месторождения (объекта).

Цель данной работы: – Исследовать эффективность применяемых методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях.

Для достижения цели, были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть классификацию методов интенсификации притока;
- провести анализ используемых методов на нефтяном месторождении А;
- провести анализ используемых методов на нефтяном месторождении Б.

1. ОБЗОР И ОБОСНОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ

Методы интенсификации притока углеводородов - комплекс осуществляемых в скважинах мероприятий (технологий, способов) по увеличению проницаемости призабойной зоны за счет очистки поровых каналов и трещин от различного рода материалов отложившихся в них (смолы, асфальтены, парафин, глина, соли и др.), а также их расширения и создания новых трещин и каналов улучшающих гидродинамическую связь пласта со скважинами.

На месторождениях РФ в результате воздействия промывочной жидкости в пласте вокруг скважины образуются две области с измененной проницаемостью – зона проникновения фильтрата бурового раствора, обуславливающая различие физических свойств этой области от свойств коллектора за ее границами и являющийся препятствие для установления истинных параметров породы (проницаемости, пористости и др.) и зона кольматации, характеризующая закупорку микротрещин карбонатов и пор песчаников в ПЗС цементным или глинистым раствором, другими словами характеризует загрязнение ПЗП.

Важнейшую роль при расчете дебита имеют забойное давление, чем оно ниже, тем и больше дебит скважины, но слишком большая разница пластового и забойного давления в призабойной зоне приводит к выпадению АСПО и способствует образованию турбулентного течения жидкости.

Вследствие большей репрессии на пласт из-за различия фильтрационных свойств цементного и бурового раствора, глубина проникновения фильтрата гораздо выше, а значит ПЗП наносится огромный урон из-за проникновения глинистого, а также тампонажного раствора в трещины, что в совокупности снижает проницаемость в несколько раз, а это в свою очередь способствует снижению ожидаемого дебита и эффективности закачки.

Также повышение скин – фактора ведет к ухудшению продуктивности, а уменьшение к улучшению природных свойств пласта (проницаемости, пористости).

Окончательный выбор метода интенсификации зависит от термодинамических условий и состояния призабойной зоны скважины, литологического состава пород и жидкостей, а также от систематического изучения накопленного промыслового опыта на месторождении.

Все виды воздействий на призабойную зону пласта можно разделить на следующие группы:

- химические (СКО, ГКО, ПКО, ТКО кислотные ванны, заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.д.);
- механические (перфорация, дострел и перестрел пласта, РИР, ГРП и др.);
- газовые (закачка воздуха в пласт, диоксида углерода, углеводородного газа);
- тепловые (горячие закачки, обработка паром, применение глубинных нагревательных приборов- огневых и электрических);
- физические (электроразрядное, вибрационное, акустическое и волновое воздействия);
- комбинированные.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются механический и тепловой методы, механический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее.

1.1 Химические методы

Данные методы применяют как для карбонатных, так и для терригенных коллекторов в целях растворения загрязнения ПЗП, обуславливающих ухудшение проницаемости призабойной зоны, удаления АСПО, снижения набухаемости глин, уменьшения фазовой проницаемости породы для воды (Рисунок 1).

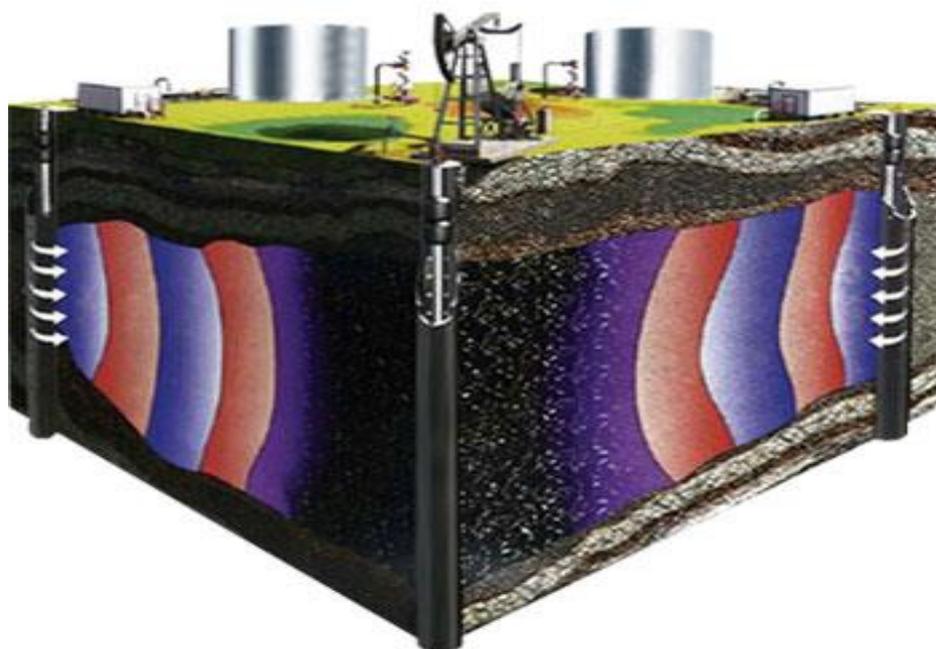


Рисунок 1 – Применение химических методов для вытеснения нефти

К ним относятся:

Соляно-кислотная обработка скважин. Предназначена для очистки забоев, призабойной зоны скважины, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений (термокислотной обработки) и продуктов коррозии при освоении скважин с целью их запуска, а также для увеличения проницаемости пород. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а, следовательно, и производительность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин [1].

При выборе объема раствора следует учитывать толщину продуктивного пласта, подлежащего обработке, химический состав пород, коллекторские свойства и число предыдущих обработок (таблица 1).

Таблица 1 – Рекомендуемые объемы раствора HCl на 1 м пласта

Порода	Объем раствора HCl, м3 /м	
	при первичных обработках	при вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4-0,6	0,6-1,0
Высокопроницаемые	0,5-1,0	1,0-1,5
Трещиноватые	0,6-0,8	1,0-1,5

Для обработки скважин применяют раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl 10-15% (температура замерзания -32,8 °С), в которую добавляют:

1) Ингибиторы – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно, ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов, к примеру, используют: формалин (0,6 %), снижающий коррозионную активность в 7-8 раз; уникол – липкую темнокоричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25-0,5 %), снижающую коррозионную активность в 30-42 раза.

2) Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть – нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7 и ряд других.

3) Стабилизаторы – вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCl с железом, цементом и песчаниками. Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником – гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы – уксусную (CH₃COOH) и плавиковую (HF) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.). Добавление плавиковой кислоты (HF) в количестве 1-2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. Уксусная кислота (CH₃COOH) удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCl с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCl в более глубокие участки пласта [2].

На рисунке 2 изображена схема проведения кислотной обработки скважины.

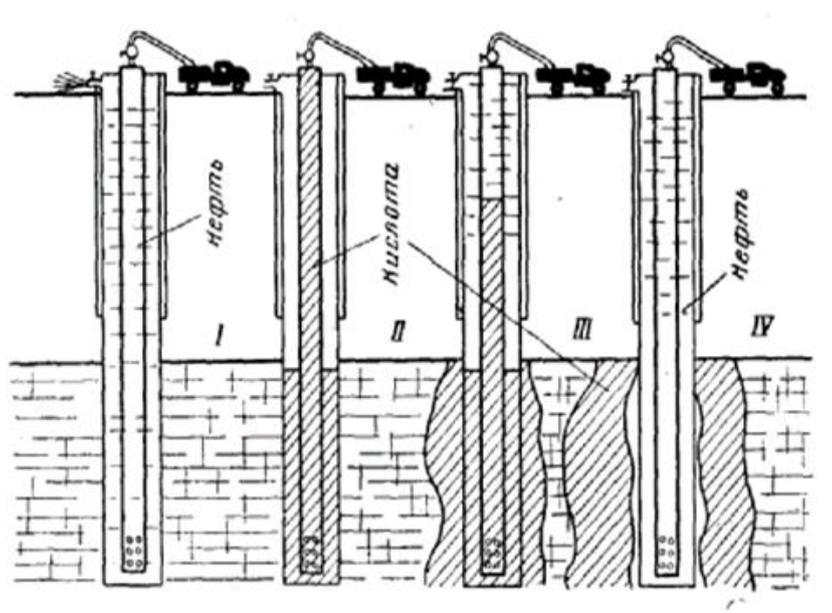


Рисунок 2 – Схема проведения кислотной обработки скважины

Чаще всего скважины обрабатывают при помощи заливочных насосно-компрессорных труб по схеме, приведенной на рисунке 2. Сначала скважину заполняют нефтью и создают циркуляцию жидкости (положение I),

затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта(положение II). После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт (положение III). Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью (положение IV) [3].

Глинокислотная обработка. Наиболее эффективна на коллекторах, сложенных из песчаников с глинистым цементом, и представляет собой смесь плавиковой и соляной кислот. При взаимодействии ГКО с песчаником или песчано-глинистой породой растворяются глинистые фракции и частично кварцевый песок. Глина утрачивает пластичность и способность к разбуханию, а её взвесь в воде теряет свойство коллоидного раствора.

Успешность проведения ГКО во многом зависит от состава цемента, скрепляющего зёрна пород-коллекторов и состава «засоряющих» веществ. Большое значение имеет наличие минералов и соединения элементов, которые в процессе реакции с глинокислотой могут образовать нерастворимый осадок. В обрабатываемой глинокислотой, песчаной породе, должно быть очень низкое содержание карбонатов, железистых соединений, в то время как большое содержание глин не является препятствием для успешности ГКО. [4].

Пеннокислотная обработка – это воздействие пены и кислоты на продуктивный коллектор с целью улучшения фильтрационной характеристики ПЗП и повышения продуктивности скважины. Более высокая эффективность пеннокислотной обработки по сравнению с обычной обработкой растворами соляной кислоты достигается за счет:

- уменьшения скорости нейтрализации кислотного раствора;

- проникновения активной пенокислоты на большие расстояния вглубь пласта;
- увеличение зоны воздействия по толщине пласта;
- лучшие условия очистки ПЗП и выноса из нее продуктов реакции после обработки.

Объектами применения пенокислотной обработки могут быть любые скважины, в которых предыдущие обычные кислотные обработки, проводимые с целью увеличения фильтрационной характеристики пласта, оказались не эффективными. Пена представляет собой дисперсионную систему в жидкости, где дисперсной фазой является газ, а дисперсной средой – жидкость. Для получения пены в системе жидкость – газ необходимо присутствие третьего компонента. В качестве пенообразователя можно применять ионогенные и неионогенные ПАВ. Жидкой фазой может быть вода или кислота. В качестве газовой фазы пены используют воздух, природный газ, азот и др. Разделяющие пузырьки газа тонкие прослойки раствора пенообразователя образуют в совокупности пленочный каркас (непрерывную фазу), являющуюся основой пены. Пена качественно отличается от суспензий и эмульсий тем, что благодаря адсорбции молекул пенообразователя на границе раздела пузырьков воздуха – раствор, она приобретает механические свойства, приближающие эту систему к твердым телам. Структура пен определяется соотношением объемов, газовой и жидкой фаз. Пена обладает силикатными свойствами при закачке в ПЗП. Попадая в нефтенасыщенную зону пласта, пена разрушается, а в водонасыщенной части создает препятствие продвижению пластовых вод. Пузырьки пены прилипают к поверхности водопроводящих каналов и тем самым оказывают препятствие продвижению пены [5].

При проведении пенокислотной обработки скважин рекомендуется использовать схему с последующим извлечением продуктов реакции путем освоения азотной установкой, рисунок 3.

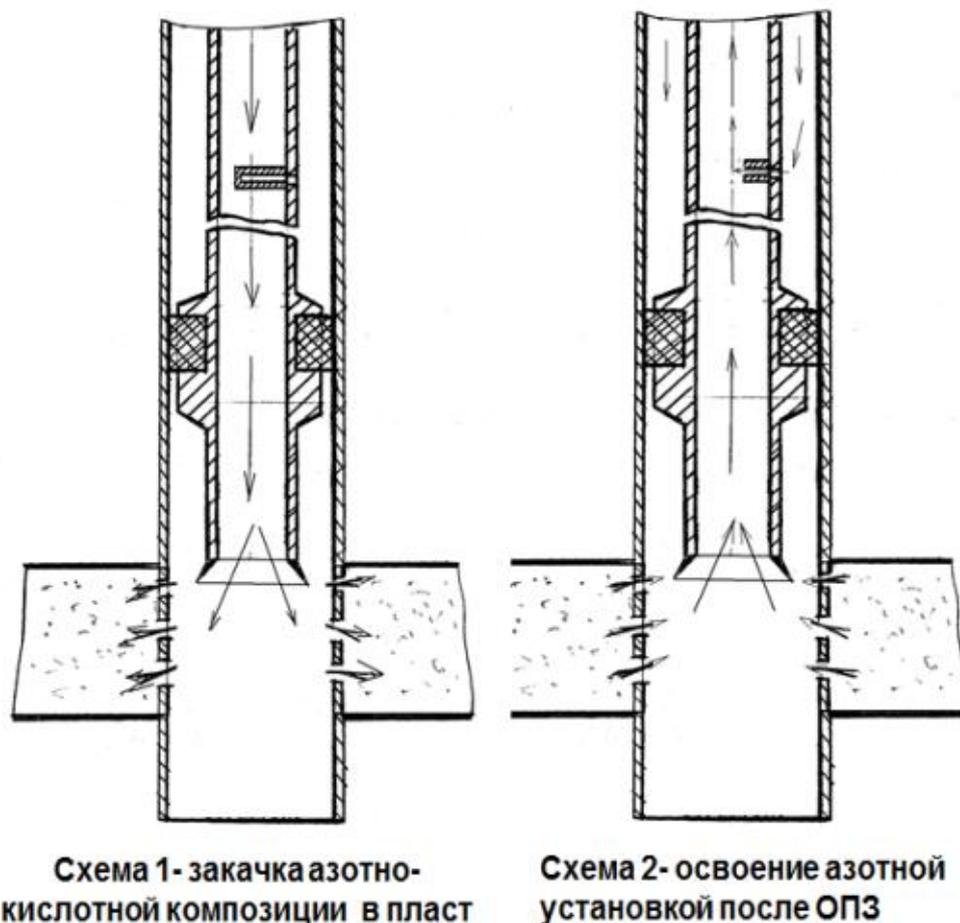


Рисунок 3 – Схема проведения пенокислотной обработки

Термокислотная обработка. Заключается в спуске колонны насосно-компрессорных труб до продуктивного пласта, герметизации межтрубного пространства пакером, нагреве кислотного состава в стволе скважины и закачке горячей кислоты в пласт, на колонне НКТ в скважину спускают индукционный нагреватель с турбулизатором потока в его верхней части и датчиком температуры в его нижней части с функцией передачи данных по температуре окружающей среды по силовому кабелю электропитания нагревателя на станцию управления процессом закачки(Рисунок 4).

Индукционный нагреватель располагают над пластом для поддержания температуры кислотного состава на необходимом уровне путем регулирования мощности индукционного нагревателя и объемного расхода кислотного состава.

Индукционный нагреватель («ТерМИТ-3») состоит из трех составляющих: автоматизированной станции управления, кабельной линии и погружного блока - индуктора. Работа индукционного нагревателя основывается на преобразовании энергии электромагнитного поля в тепловую энергию. Магнитное поле генерируется индуктором, который представлен многовитковыми цилиндрическими катушками, соединенными в модули. Проходя через эти катушки, переменный электрический ток возле них создает переменное магнитное поле. Вихревые потоки, образуемые от переменного тока, трансформируют электрическую энергию в тепло, которая нагревает протекающую в полости катушек жидкость [6].

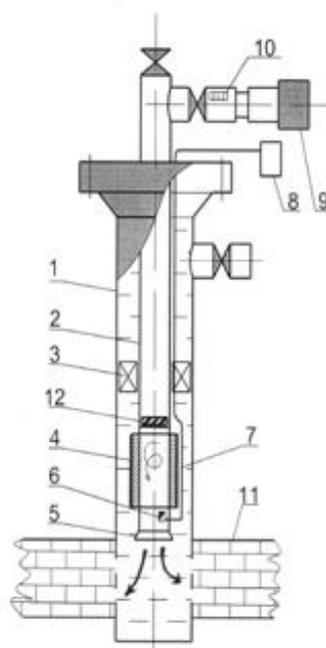


Рисунок 4 – Схема термокислотной обработки скважины: 1 – обсадная колонна скважины, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – пакерующее устройство, 4 – индукционный нагреватель, 5 – воронка, 6 – датчик температуры, 7 – силовой кабель электропитания с функцией обратной связи от датчика температуры, 8 – станция управления процессом закачки кислоты, 9 – насосный агрегат типа ЦА– 320, 10 – устьевой расходомер, 11 – карбонатный пласт, 12 – турбулизатор потока жидкости.

Кислотные ванны – это наиболее простой вид кислотных обработок, предназначенный для очистки забоя и ствола скважин от глинисто-цементных, солевых отложений и продуктов коррозии металла. Основная цель кислотных ванн состоит в подготовке скважин к последующим основным кислотным обработкам, т.е. они способствуют увеличению зоны охвата пласта кислотным воздействием. Таким образом, это мероприятие является первичным и обязательным для успешного проведения кислотных обработок с задавкой реагента в ПЗП и когда приемистость пласта практически отсутствует.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, некоторые специалисты не рекомендуют проводить кислотные ванны, но, несмотря на это, их практически проводят с применением всех мероприятий по устранению негативных последствий (реакции кислоты с металлом). При кислотной ванне объем кислотного раствора должен быть равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15-24 %), так как его перемешивания на забое не происходит. Время выдержки для нейтрализации кислоты для месторождения устанавливается опытным путем по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе, с учетом температуры пласта. Обычно время выдержки составляет от 4 до 16 часов.

При наличии в загрязнениях ПЗП глинистой составляющей, в кислотных ваннах используется рабочий раствор смеси соляной и плавиковой кислот от 10 до 15 % концентрации (фтористоводородной кислоты в количестве 3-4 % от общего объема), который выдерживается в

скважине в течение примерно от 2 до 6 часов. До начала работ по установке кислотных ванн определяется фактическая приемистость скважины. Далее при открытой затрубной задвижке производят закачку расчетного объема кислотного состава и его продавку жидкостью (жидкость глушения, дегазированная нефть) в объеме равном объему внутреннего пространства от пера воронки до верхнего интервала обработки. Поднимают перо до безопасного места, закрывают затрубную и центральную задвижку, оставляют скважину на реагирование. После вымывают (жидкостью глушения, дегазированной нефтью) остатки кислотного раствора и продукты реакции обратной промывкой из скважины. В случае невозможности извлечь продукты реакции из-за высокой достигнутой приемистости, можно производить рассеивание их по пласту, за пределы ПЗП [5].

На рисунке 5 представлена схема размещения жидкостей в скважине при проведении кислотной ванны по завершении их закачки. В левой части представлена схема для случая, когда пластовое давление настолько велико, что статический уровень выше отметки устья скважины. В правой - когда статический уровень ниже отметки устья скважины. Во втором случае необходимо перед заливом кислотного раствора понизить уровень жидкости в скважине ниже статического путем отбора жидкости в объеме, равном сумме объема НКТ от нижнего их конца до статического уровня и запланированного объема кислоты.

Темп закачки кислоты на забой скважины после достижения ею нижнего конца труб должен быть замедленным до возможного предела, чтобы была возможность выдавить всю кислоту из труб за 25-30 мин или более.

Время выдерживания на реагирование должно быть в пределах 16-24 ч. Точный срок устанавливается для каждого месторождения опытным путем на основе определения остаточной кислотности раствора после различных сроков выдерживания его на забое [7].

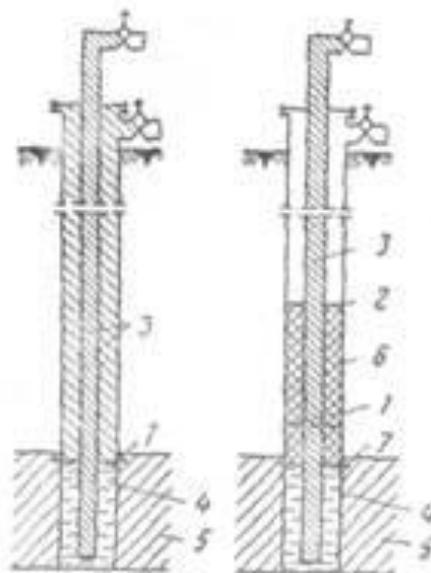


Рисунок 5 – Схема закачки кислотного раствора при проведении кислотных ванн: 1 – положение динамического уровня; 2 – положение статического уровня; 3 – вода; 4 – раствор кислоты; 5 – продуктивный пласт; 6 – нефть; 7 – башмак обсадной колонны.

Простые кислотные обработки. Предназначены для воздействия на породы призабойной зоны скважины с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт. Осуществляется с помощью насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине. После закачки расчетного объема кислоты в НКТ закачивается продавочная жидкость, объем которой равен объему НКТ. В качестве продавочной жидкости используется нефть для добывающих скважин и вода с добавлением ПАВ для нагнетательных скважин. Время выдержки зависит от многих факторов, в среднем составляет 8-24 часа [1].

Кислотная обработка под давлением. Применяется с целью продавки кислоты в мало проницаемые интервалы продуктивного пласта. Этот вид обработки проводят с применением пакера. Скважину отчищают от различных отложений, промывают, изолируют обводнившиеся прослой, для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта устанавливается пакер и якорь. Для изоляции или снижения поглотительной способности высоко проницаемых прослоев нагнетается эмульсия, которая

закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере. Затем кольцевое пространство герметизируют пакером и оставшийся объем эмульсии закачивается под меньшим давлением. После эмульсии закачивается раствор соляной кислоты в объеме равном объему НКТ при умеренном давлении, а при достижении кислотой башмака НКТ закачивается кислота на максимальной скорости. Вслед за кислотой прокачивают расчетный объем продавочной жидкости на той же скорости и закрывают кран на головке арматуры.

Многократные обработки. Заключаются в том, что призабойную зону скважины обрабатывают несколько раз с интервалами между обработками в 5-10 суток с целью вывода скважины на максимальную производительность за короткий срок.

Поинтервальные (ступенчатые) обработки – последовательные обработки нескольких интервалов пласта значительной толщины с целью полного охвата пласта или отдельных его продуктивных пропластков. После обработки первого интервала и кратковременной его эксплуатации, принудительно-направленным способом воздействуют на следующий интервал или пропласток и т.д., пока полностью не будут охвачены вся толщина пласта или все его пропластки [1].

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть–вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды,

снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Мицеллярное заводнение. В силу того, что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, мицеллярный раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности. Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания

породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой [8].

1.2 Механические методы

В процессе бурения и эксплуатации скважин породы пласта могут загрязняться даже на большом расстоянии от ствола скважины. В результате этого затрудняются приток жидкости в добывающих скважинах, и поглощение закачиваемой воды в нагнетательных скважинах. Снижение проницаемости ПЗП может происходить за счет перераспределения напряжений после вскрытия пласта бурением, что приводит к снижению проницаемости естественных трещин. Механические методы применяют в малопроницаемых твердых породах, когда создание дополнительных трещин позволяет приобщить к процессу фильтрации новые области. К ним относятся:

Пулевая и торпедная перфорация скважин. Пулевые перфораторы предназначены для вскрытия продуктивных пластов с целью установления гидродинамической связи пласта со скважиной. Существует два вида пулевых перфораторов: перфораторы с горизонтальными стволами, (в этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора); перфораторы с вертикальными стволами, с отклонителями пуль на концах, для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному, по отношению к оси скважины. При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8–10) камер-стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм, рисунок 6.

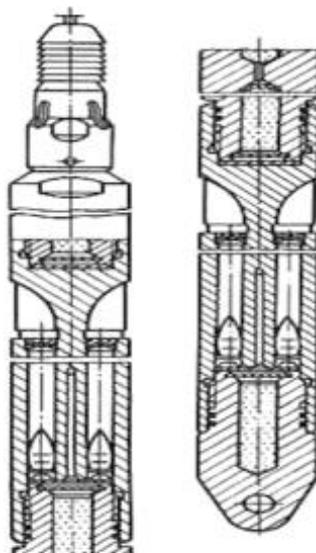


Рисунок 6 – Стреляющий пулевой перфоратор

Пулевой перфоратор состоит из стального ствола с несколькими отверстиями по длине, в которых располагаются пули весом 9-27 г. За каждой пулей имеется взрывная камера, заполненная порохом. Камеры заряжаются взрывчатым веществом и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп, пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу, пробивная способность его невелика. Длина образующихся перфорационных каналов составляет 65-145 мм (в зависимости от прочности породы и типа). Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. В процессе перфорации внутри колонны создаются высокие давления, способные деформировать и разрушать обсадную колонну и цементный камень, т.е. налицо эффект, получаемый при взрыве в скважине торпед различного типа. Торпедирование как метод вскрытия пластов в последние годы применяется весьма редко. Торпедная и пулевая перфорации применяются ограниченно, все больше вытесняются кумулятивной перфорацией [9].

Кумулятивная перфорация – это процесс образования каналов в обсадной колонне, цементном кольце, породе пласта, за счет кумулятивного эффекта и сфокусированного взрыва, направленного для создания и

улучшения гидродинамической связи скважины с пластом. Осуществляется перфорация стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. При выстрелекумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 1350 мм и диаметром в средней части 8-15 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора, на рисунке 7.

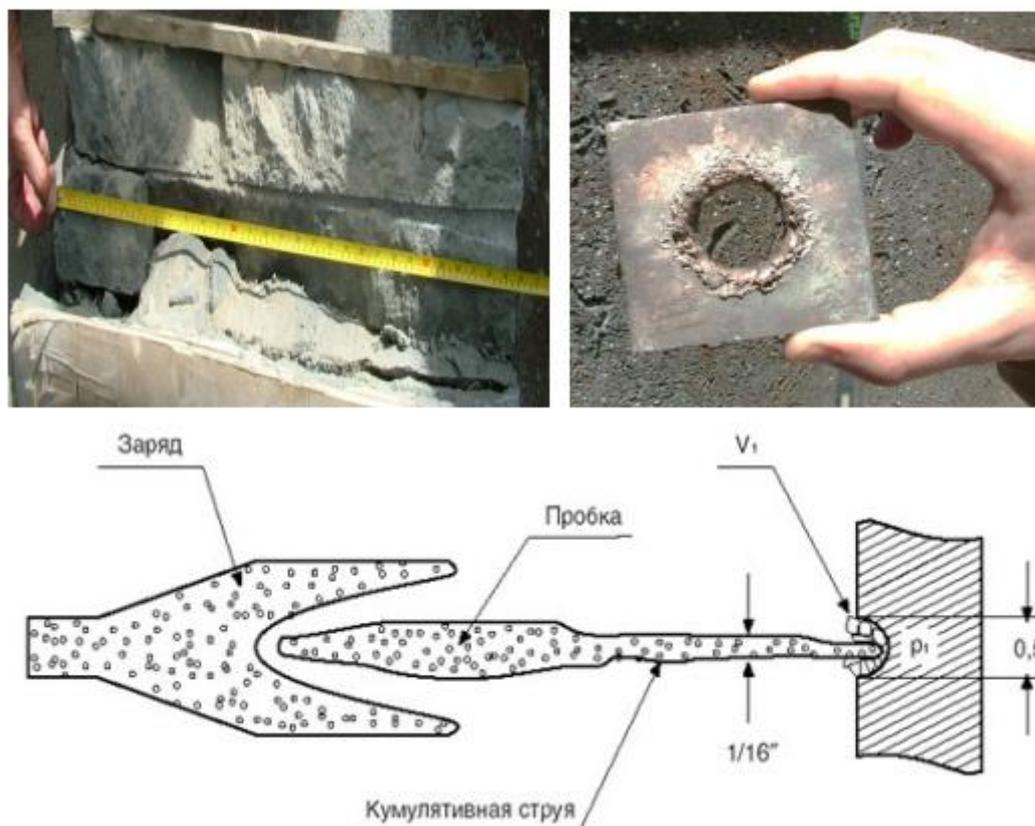


Рисунок 7 – Определение характеристик кумулятивных перфораторов

Кумулятивный эффект заключается в придании направленности взрыву за счет того, что передняя часть заряда ВВ выполняется в форме воронки. Воронка способствует тому, что взрывная волна и поток частиц идут не параллельно, а фокусируются в одной точке. В этой точке – фокусе, мощность взрыва максимальна и очень высока (относительно массы и количества заряда), что позволяет энергии взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки – простреливать колонну, цементную преграду и породу. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6-8 км/с и создает давление на преграду до 0,15-0,3 млн. МПа. Подбирая

необходимые ВВ, можно в широких диапазонах регулировать их термостойкость и чувствительность к давлению и этим самым расширить возможности перфорации в скважинах с аномально высокими температурами и давлениями [9].

Сверлящая перфорация – это один из методов вторичного вскрытия нефтяных пластов, основанный на механическом способе разрушения элементов крепления скважины и горных пород. Сверлящие перфораторы создают перфорационные каналы в мягком, шадящем режиме без ударного воздействия, исключают деформацию и разрушение обсадных труб, трещинообразование в цементном кольце, ухудшение фильтрационных характеристик в прискважинной зоне пласта. Применяется сверлящая перфорация в нефтеносных пластах с подошвенной водой; при избирательном вскрытии продуктивных пластов, представленных чередованием проницаемых и уплотненных пропластков; в маломощных нефтяных пластах; при проведении ремонтных работ в скважинах с многоколонной конструкцией для заливки цемента в межтрубное пространство. В основном используют перфоратор ПС-112: позволяет создать фильтр любой формы и плотности размещения перфорационных каналов; обеспечивает получение отверстий большого диаметра с чистой кромкой; обеспечивает возможность вторичного вскрытия продуктивных интервалов на депрессии, рисунок 8.



Рисунок 8 – Сверлящий перфоратор ПС-112

Преимущества сверлящей перфорации в сравнении с пулевой и кумулятивной перфорациями: нет ударного воздействия на эксплуатационную колонну во время перфорации (фугасность равна нулю), нет воздействия на цементный камень за эксплуатационной колонной выше и ниже интервала перфорации (отсутствует фугасность), позволяет получить

дополнительную нефть за счёт более качественного вскрытия пласта (без уплотнения и остекловывания), нет ограничений, связанных с использованием утяжеленных глинистых растворов. Наибольший эффект проявляется при вскрытии продуктивных пластов, объектов, где нефтенасыщенная часть пласта отделена от водонасыщенной части тонкой неустойчивой перемычкой, либо при избирательном вскрытии проницаемых тонкослоистых пластов. При применении сверлящей перфорации как метода интенсификации, при доперфорации длительно эксплуатируемых и сильно закольматированных пластов даёт так же хороший эффект. Сверлящие перфораторы незаменимы при перфорировании продуктивных пластов небольшой толщины (до 15 метров) и при близком расположении водоносных и продуктивных горизонтов (от 1,5–3 м до 15–20 м) или при эксплуатации переслаивающихся водонефтяных пластов. В подобных условиях срок безводной эксплуатации скважин увеличивается в 3–5 раз. При пластовых давлениях, не превышающих гидростатическое, вызов притока осуществляется при депрессиях на 50 – 70 % меньших, чем после кумулятивной перфорации. Сохраняется изолирующая способность цементного кольца, не испытывающего разрушающего воздействия, характерного для кумулятивной перфорации. Недостаток сверлящих перфораторов – длительное время вскрытия пласта, малая глубина канала перфорации.

Гидромеханическая прокалывающая перфорация. Одной из селективных механических перфораций является щадящая гидромеханическая прокалывающая перфорация. Технология создания перфорационных каналов заключается в том, что специальный перфоратор ГМПП, спущенный в скважину на НКТ и привязанный к нужному интервалу геофизическим методом, формирует два отверстия в колонне размером 16×50 мм, до 20×80 мм, путём вдавливания, в стенку обсадной трубы прокалывающих резцов с усилием, превышающим предел текучести, за счет давления столба жидкости от 13 МПа до 15 МПа. Через сформированные

отверстия осуществляется воздействие высоконапорной струи жидкости без абразива (в отличие от ГПП) на цементное кольцо и прилегающую к нему горную породу. В результате создаётся выработка с большой поверхностью фильтрации. Главное достоинство перфоратора – отсутствие фугасности, ударного воздействия, прямого селективного воздействия рабочей жидкости на пласт, последующая возможность проведением очистки забоя, проведение мероприятий по интенсификации притока (кислотная обработка, удаление продуктов реакции, промывки растворителями и т.д.), не поднимая компоновку. Внешний вид гидромеханического прокалывающего перфоратора на рисунке 9.



Рисунок 9 – Гидромеханический прокалывающий перфоратор

Благодаря возможности селективно вскрывать эксплуатационную колонну, перфоратор может быть использован при ремонте скважин для ограничений водопритоков и ремонтно-изоляционных работ. Сегодня у всех щадящих перфораций главный недостаток отсутствия возможности селективного проведения через перфоратор ограничений водогазопритоков и ликвидаций негерметичностей эксплуатационных колонн. Эта проблема решается в предлагаемом комплексе [10].

Гидропескоструйную перфорацию применяют для выполнения следующих специальных работ в скважинах: создание щелей перед ГРП, обеспечивающих снижение давления разрыва и образования трещины в определенном направлении; срезание обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб. При этом диаметр отверстий, создаваемых в колонне, составляет 12–20 мм, а глубина каналов в несколько раз больше, чем при других видах перфорации. ГПП не нарушает цементное кольцо за колонной,

и поэтому может применяться в скважинах, только что вышедших из бурения и уже эксплуатирующихся для значительного увеличения их производительности, а также в скважинах, близко расположенных к нефтеносным пластам водоносных или газоносных прослоев, или пластов. Гидропескоструйную перфорацию нецелесообразно применять в интервалах, уже подвергнутых кислотной обработке и ГРП, а также в сильно обводненных пластах.

Основное условие нормального осуществления процесса гидропескоструйной перфорации – отсутствие поглощения жидкости в скважине, т.е. нормальной циркуляции жидкости для обеспечения выноса песка и шлама.

При гидропескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано - жидкостных струй, вылетающих из насадок специального аппарата - пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу НКТ. Песчано – жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству.

При гидропескоструйной перфорации создание отверстий в колонне, в цементном камне и каналов в породе достигается приданием песчано – жидкостной струи очень большой скорости и, достигающей нескольких сотен метров в секунду. Перепад давления при этом составляет 15–30 МПа. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию тонирующий в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы до 0,5 м. Размеры канала увеличиваются сначала быстро и затем стабилизируются в результате уменьшения скорости струи в канале и поглощения энергии встречным потоком жидкости,

выходящей из канала через перфорационное отверстие. Время воздействия на преграду не должно превышать 15–20 мин, так как при более продолжительном воздействии каналы не увеличиваются. Перфорация производится пескоструйным аппаратом, спускаемым на насосно – компрессорных трубах, имеет шесть боковых отверстий, в которые ввинчиваются шесть насадок для одновременного создания шести перфорационных каналов. При малой подаче насосных агрегатов часть отверстий может быть заглушена пробками.

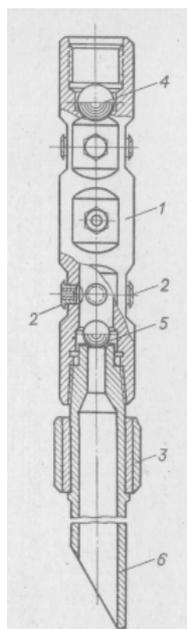


Рисунок 10 – Гидропескоструйный перфоратор: 1 – корпус перфоратора; 2 – насадки (сопла истечения жидкости); 3 – центратор; 4 – шар опрессовочного клапана; 5 – шар клапана; 6 – хвостовик

При ГПП применяется то же оборудование, как и при ГРП. Число агрегатов n определяется как частное от деления общей необходимой гидравлической мощности на гидравлическую мощность одного агрегата, причем для запаса берется еще один насосный агрегат. Для целей ГПП используют воду, 5–6 %-ный раствор ингибированной соляной кислоты, дегазированную нефть, пластовую сточную или соленую воду с ПАВами, промывочный раствор. Если плотность жидкости не обеспечивает глушение скважины, добавляют утяжелители: мел, бентонит и др. Устье скважины оборудуется стандартной арматурой типа 1АУ–700, рассчитанной на рабочее

давление 70 МПа. Применяют обычно кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5 %), фракционный состав песка 0,5–1,2 мм. Размер частиц не должен быть более 2 мм, так как иначе они могут закрывать отверстия насадок «АП». Оптимальная концентрация песка составляет 30–50 кг/м³ (3–5 %). С возрастанием концентрации песка, обычно увеличивается объем получаемого канала, при той же глубине. Для проведения перфорации смесь жидкости с песком поступает в АП–6М с расходом 8–6 л/с, при этом давление на насосных агрегатах составляет 25–45 МПа. При таких условиях скорость потока на выходе из насадок в интервале пласта составляет 160–240 м/с. [9]

Дострел и перестрел пласта. Дострел пласта производят с применением различных перфораторов для вовлечения в работу всей нефтенасыщенной толщи, а перестрел для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП после различных ремонтных работ.

Ремонто-изоляционные работы. РИР в скважинах занимают особое место в системе геолого-технических действий, которые направлены на стабилизацию процесса добычи углеводородов. РИР в большинстве проводят в скважинах, обслуживающих сильно дренированные пласты, закачиваемые обычные цементные растворы, проникают в основном в высокопроницаемые прослойки, дренажные каналы, не оказывая воздействия при этом на значительную часть вскрытой толщины пласта. Пеноцементный раствор, закачиваемый в пласт, закупоривает высокопроницаемые прослойки вследствие прилипания пузырьков к поверхности водопроводящих каналов и возникновения начального давления сдвига, так как пена является вязкопластичной упругой системой, обладающей структурно-механическими свойствами. В итоге пеноцементный раствор покрывает всю зону, доступную для его проникновения. Этому способствуют небольшая плотность и упругие свойства [11].

Гидравлический разрыв пласта – процесс обработки призабойной зоны скважины с целью расширения и углубления естественных и образования

новых трещин в породах призабойной зоны. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает быстрое повышение давления на забое. Когда давление превысит гидростатическое примерно в 1,5–2,5 раза, произойдет разрыв или расслоение пласта, т.е. расширятся естественные и образуются новые трещины. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью. В дальнейшем эта жидкость извлекается из призабойной зоны в процессе эксплуатации скважины.

Создание в призабойной зоне скважины одной или нескольких трещин, проникающих в пласт на десятки метров, приводит к увеличению проницаемости пласта в зоне распространения трещин и к значительному улучшению условий притока жидкости.

До начала работ в скважине, выбранной для ГРП, определяют дебит (приёмистость), забойное и пластовое давление, содержание воды в добываемой продукции, газовый фактор, определяют глубину забоя скважины. При необходимости проводят очистку забоя и призабойной зоны пласта путём промывки и при необходимости кислотную обработку. Хорошие результаты даёт предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для гидравлического разрыва. Перечисленные мероприятия снижают давление разрыва и повышают его эффективность. Проверяют герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Так как при ГРП в большинстве случаев давления превышают допустимые для обсадных колонн, в скважину на НКТ спускают пакер, изолирующий кольцевое пространство и предохраняющий колонну от давления. Пакер спускают с якорем – устройством, предупреждающим смещение пакера по колонне и устанавливают его выше верхних отверстий фильтра (кровли пласта). Интервал посадки пакера прорабатывают гидроскребком. Ниже пакера устанавливаются НКТ с муфтой (так

называемый "хвостовик") длиной 1 м. Устанавливают арматуру устья, обвязывают установки насосные, пескосмесительные агрегаты и ёмкости [1].

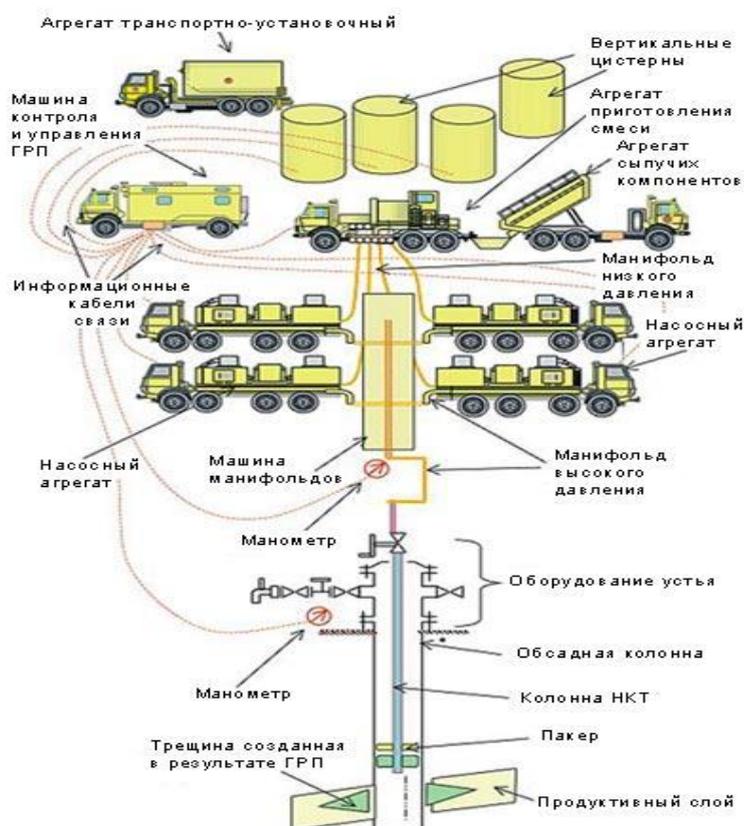


Рисунок 11 – Схема проведения ГРП

Бурение боковых стволов (зарезка вторых стволов). Метод, при котором из эксплуатационных колонн нерентабельных скважин производится зарезка вторых стволов. При направленном бурении второго ствола возникает возможность увеличения производительности малодебитных скважин за счет вскрытия менее дренированной части пласта, которые определяются при анализе текущего состояния разработки и потенциальных извлекаемых запасов, отдельных пропластков, вскрытия пропущенных продуктивных объектов. Новейшие технологии и технические средства исследования скважин позволяют с достаточной степенью точности выбрать направление второго ствола.

Эффективность зарезок вторых стволов определяется рядом факторов. На дебит скважины, его стабильность, накопленную добычу нефти влияет литолого-фациальная характеристика разреза пласта, состояния пластового

давления или наличия ППД на залежи. Чем выше пластовые давления, тем заметнее выражена эффективность от зарезок вторых стволов [12].

Горизонтальное бурения скважин. В последнее время большое внимание уделяется совершенствованию бурения горизонтальных скважин. Увеличение длины горизонтального ствола и снижение стоимости бурения этих скважин сделало реальным эффективное их использование при разработке нефтяных месторождений, имеющих пласты с низкими коллекторскими свойствами. Самостоятельное применение горизонтальных скважин не является методом повышения нефтеотдачи, а способом интенсификации добычи нефти. Основной целью бурения горизонтальных добывающих скважин является увеличение контакта с пластом и коэффициента продуктивности скважин. В нагнетательных горизонтальных скважинах большая площадь контакта с объектом воздействия позволяет повысить приемистость. Проектирование конструкции горизонтальной скважины отличается от вертикальной, поскольку продуктивность скважины определяется длиной забоя L в первом случае и толщиной пласта h – во втором. В свою очередь длина забоя горизонтальной скважины изменяется в широких пределах и в зависимости от техники, применяемой при бурении скважин(таблица 2).

Таблица 2 – Длина забоя горизонтальной скважины

Длина горизонтальной скважины	Диаметр ствола, дюйм	Радиус отклонения от вертикали, м	Длина забоя, м	
			Зарегистрированная	Ожидаемая
короткая	3 ¾	9-12	125-270	75-145
средняя	4 ½	90	390	150-300
	6	90	660	300-600
	8 ½	120-240	1000	300-900
	9 7/8	90		
длинная	8 ½	300	1200	300-900
	12 1/4	300-750	300	

Важным фактором, влияющим на показатели эксплуатации горизонтальных скважин, является схема заканчивания их горизонтального забоя. В зависимости от геологических условий пласта горизонтальная скважина может быть закончена открытым стволом с установкой лайнера-хвостовика, лайнера с пакером или обсаженным стволом с последующей перфорацией колонны [12].

1.3 Газовые методы

Газовые методы основаны на определенном классе реагентов, использование которых связано с организацией крупномасштабной технологии их транспортировки и закачки.

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ (Рисунок 12) [8].

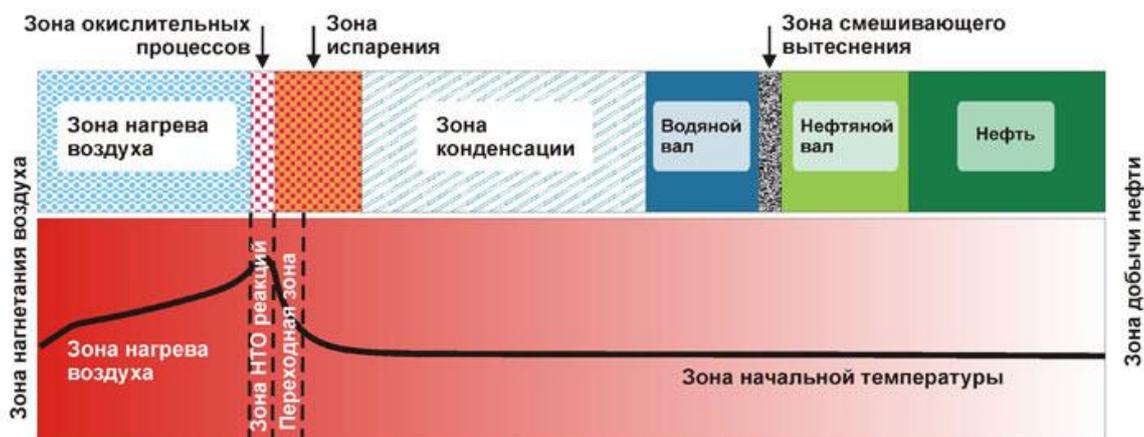


Рисунок 12 – Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

Закачка диоксида углерода. Метод повышения нефтеотдачи характеризуется большими объемами подачи реагента в пласт. При технологии непрерывной закачки CO_2 или при создании оторочек темп подачи реагента в пласт в 1000 – 2000 раз выше, чем при закачке ПАВ или полимера. Реагент обладает – невысокой отпускной ценой, т.к. является

побочным продуктом основного производства или отходами производства, транспортабелен по трубопроводам, т.к. имеет низкую вязкость, широким кругом поставщиков и источников CO₂ как естественных, так и промышленных.

Реагент может быть отделен от добываемой продукции и регенерирован для обратной закачки в пласт, качество добываемых углеводородов не подвергается необратимому ухудшению, при использовании CO₂ в промысловых процессах не возникают новые требования по охране труда и окружающей среды.

Закачка углеводородного газа. Технология закачки углеводородного газа высокого давления предназначена для увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями. При этом подбираются такие давления нагнетания и состав газа, при которых вытеснение нефти является максимально возможным при данных условиях и технологии [12].

1.4 Тепловые методы

Тепловые методы – это методы, основанные на искусственном увеличении температуры в стволе и призабойной зоне скважин. Применяются тепловые методы в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне [13]. К ним относятся:

Обработка паром и горячей водой. При этом способе теплоноситель – пар получают от различных котельных установок. Сущность метода заключается в закачке в пласт нагретого теплоносителя, расплавляющего или растворяющего смолопарафиновые отложения в призабойной зоне с последующим извлечением его из пласта. Предпочтение отдается применению углеводородным жидкостям по сравнению с водой, несмотря на

их меньшую теплоемкость, так как они совмещают функции теплоносителя и растворителя и не вызывают отрицательных побочных явлений (набухание глин, разрушение скелета пород, снижение нефтепроницаемости). Для разобщения затрубного пространства скважин от закачиваемого пара в пласт предназначен термостойкий пакер, использование которого исключает необходимость в спуске дополнительной изолирующей колонны [1].

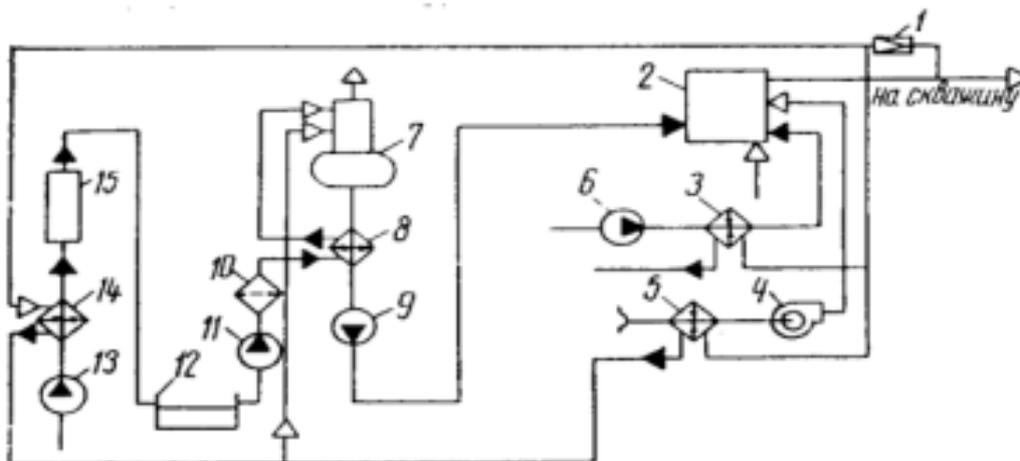


Рисунок 13 – Принципиальная схема парогенераторной установки УПГ-50/6М: 1 – дроссельное устройство; 2 – парогенератор; 3 – подогреватель топлива; 4 – дутьевой вентилятор; 5 – подогреватель воздуха; 6 – топливный насос; 7 – деаэратор; 8 - охладитель деаэрированной воды; 9 – электронасосный агрегат; 10 – сульфугольный фильтр; 11 – насос химочищенной воды; 12 – бак химочищенной воды; 13 – насос исходной воды; 14 – подогреватель исходной воды; 15 – фильтр химводоочистки.

Применение глубинных нагревательных электроприборов:

При этом способе, эксплуатацию скважины прекращают, извлекают подземное оборудование и на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают скважинный электронагреватель (рисунок 14), затем пласт прогревают в течение 3-7 суток, поднимают электронагреватель и возобновляют эксплуатацию скважины.

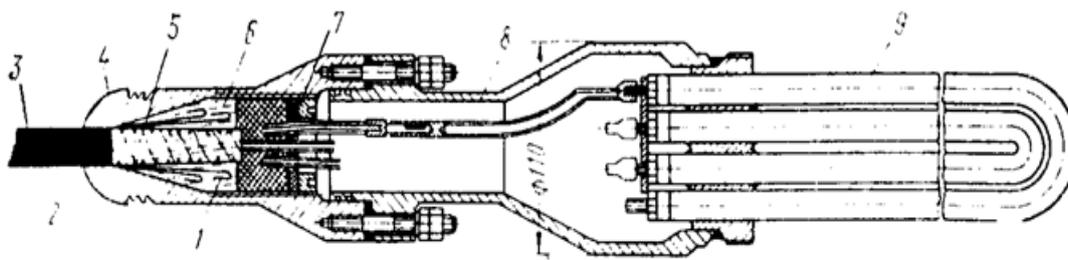


Рисунок 14 – Глубинный электронагреватель: 1 – крепление кабель–троса; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель–трос КТГН–10; 4 – головка электронагревателя; 5 – асбестовый шнур; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательный элемент

Этот способ проще и дешевле, чем предыдущий. Однако электропрогревом вследствие малой теплопроводности горных пород не удастся прогреть более или менее значительную зону. В целом работы по прогреву призабойной зоны носят местный характер и существенно не влияют на повышение средней температуры пласта [1].

Применение глубинных нагревательных огнеприборов: заключается в сжигании на забое скважины порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. Время его сгорания регулируется и может длиться от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и газоприток, т.е. скорость выделения газа при сгорании пороха, что определяет давление и температуру в зоне горения. Кроме того, интенсивность процесса регулируется и количеством сжигаемого заряда, которое может изменяться от 20 до 500 кг. При сгорании порохового заряда происходит быстрое нарастание давления и температуры в зоне горения. Давление на забое достигает 30–100 МПа, так как столб жидкости в скважине играет роль уплотнительного поршня, который не успевает быстро сдвинуться с места благодаря своей инерции. При этом происходит механическое воздействие на пласт, приводящее к образованию в нем новых трещин и к расширению существующих. При медленном горении пороховых газов на забое скважины создается высокая температура (до 350 0С), в результате происходит прогрев призабойной зоны скважины. Нагретые

пороховые газы проникают по порам и трещинам в глубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины. Такое воздействие аналогично термическому воздействию на пласт. При горении заряда образуется большое количество газообразных продуктов горения, состоящих главным образом из углекислого газа, который, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой и породой. Это способствует повышению продуктивности скважины [1].

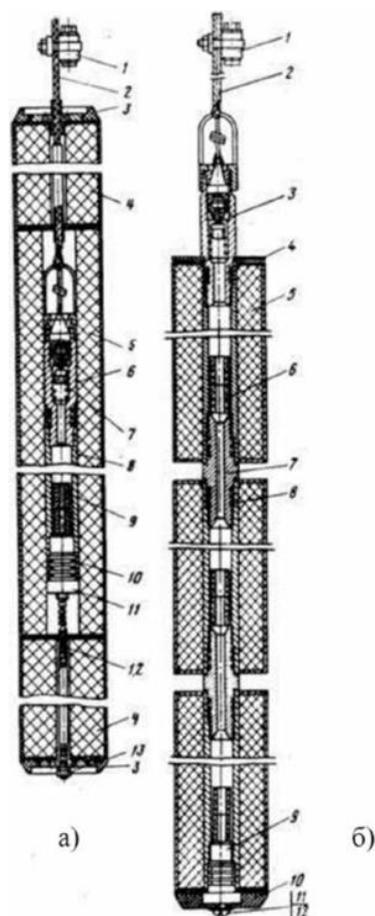


Рисунок 15 – Пороховой генератор давления ПГД.БК IOOM (А), пороховой генератор давления ПГД.БК–150 (Б):

а: 1 – крешерный прибор; 2 – кабель; 3 – наконечник; 4 – основной заряд; 5 – воспламенительный заряд; 6 – кабельная головка; 7 – пиропатрон; 8 – опорная труба; 9 – пусковой пиротехнический воспламенитель; 10 – уплотнение; 11 – заглушка; 12 – трос; 13 – гайка.

б: 1 – крешерный прибор; 2 – кабель; 3 – кабельная головка; 4 – прокладка;

5 – пороховой заряд; 6 – пусковой пиротехнический воспламенитель; 7 – штуцер; 8 – уплотнение; 9 – заглушка; 10 – наконечник; 11 и 12 – винт и гайка

1.5 Физические методы

Физические методы – методы в которых, потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. К ним относятся:

Электроразрядное воздействие. Основным действующим фактором электроразрядного воздействия принято считать волну давления, вызванную электрическим разрядом в жидкости, амплитуда которой зависит от длины межэлектродного промежутка (МЭП). Максимальное значение амплитуды волны давления достигается при электрическом разряде на оптимальном межэлектродном промежутке [14]. При электроразрядной обработке скважины происходит неконтролируемое изменение электропроводности внутрискважинной жидкости. В случае применения электродных систем открытого типа это приводит к необходимости осуществлять электрические разряды на коротком МЭП, чтобы обеспечить стабильный его пробой. Это негативно сказывается как на работе оборудования (значительно снижается его ресурс), так и на эффективности электроразрядной обработки (значительно снижается амплитуда волны давления) [15].

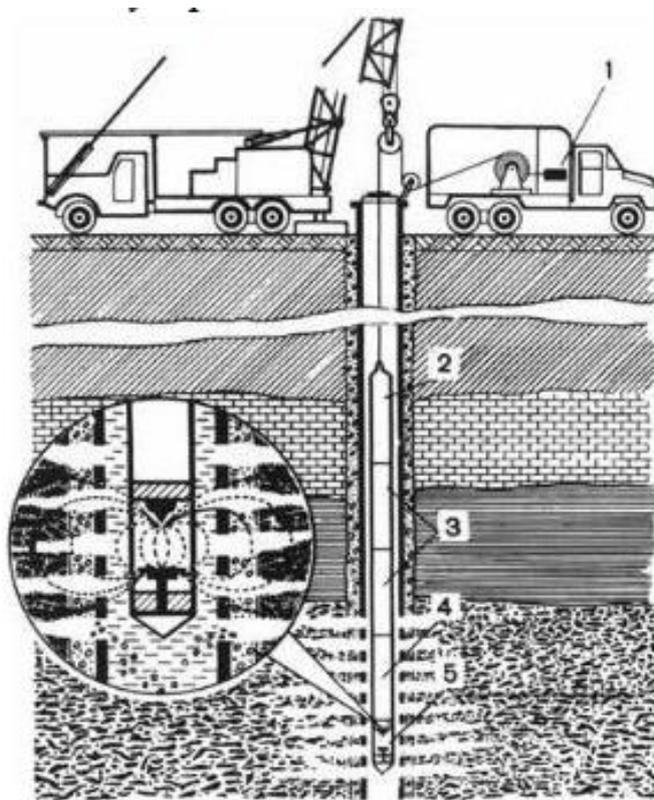


Рисунок 16 – Электроразрядное устройство для обработки скважин 1 – преобразователь частоты; 2 – зарядный блок; 3 – ёмкостные накопители; 4 – разрядник; 5 – электродная система.

Вибрационное воздействие – процесс воздействия на призабойную зону пласта с помощью специальных забойных механизмов (вибраторов), создающих колебания давления различной частоты и амплитуды. к спущенным в скважину НКТ присоединяют вибратор - генератор колебаний давления. Эффективные результаты от вибровоздействия получают в скважинах, в которых пластовые давления близки к гидростатическому [16].

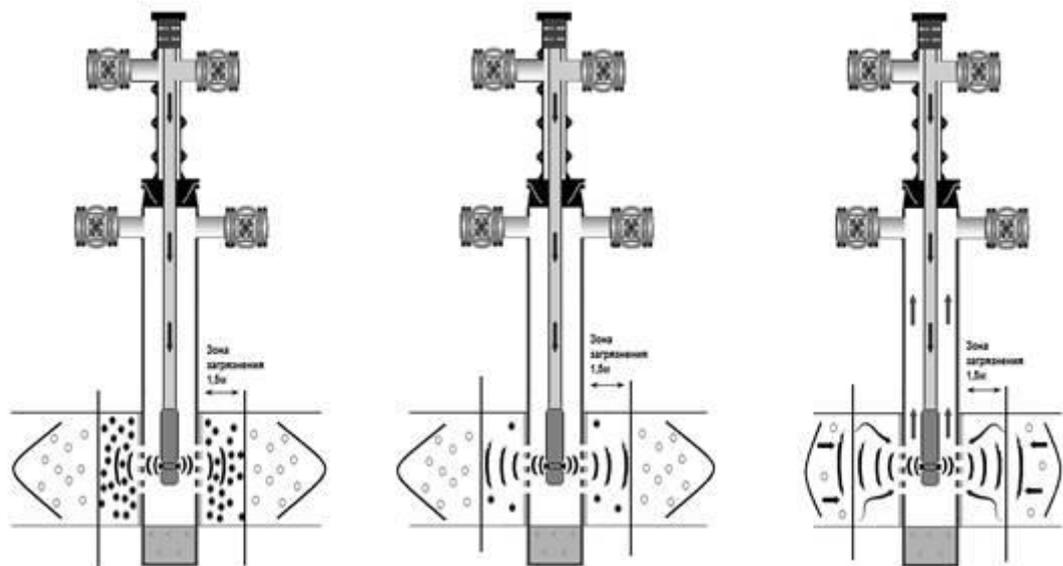


Рисунок 17 – Схема вибрационного воздействия на ПЗП скважин.

– на первом этапе разрушают структуру сложного состава загрязнений малоподвижных коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений разбивают блокаду из этих загрязнений, приводя их в дисперсное взвешенное состояние в порах пласта;

– на втором этапе максимально растворяют эти загрязнения кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой;

– на третьем этапе за счет продолжения последовательных импульсов давления жидкости в виде репрессии и депрессии оттесняются остатки загрязнений вглубь пласта за пределы призабойной зоны (1-1,5 м) или, наоборот, при получении фильтрации жидкости из пласта с появлением циркуляции в затрубном пространстве выносятся остатки подвижных частиц загрязнения на поверхность, это приводит к окончательной очистке каналов для фильтрации пластовой жидкости к забою скважины [16].

Акустическое воздействие основано на теоретическом положении акустики, согласно которому в призабойной зоне нагнетательной скважины всегда существуют звуковые волны, возникающие при истечении закачиваемой в пласт технической воды, а также в результате вибраций, вызванных работой ЭЦН, кавитации, турбулентных процессов [17].

Волновое воздействие. Под воздействием упругих колебаний происходит разрушение структуры пристенного поверхностного слоя жидкости, снижение эффективной вязкости нефти, снижение поверхностного натяжения на контакте пластовых флюидов с поверхностью порового пространства, что в конечном итоге приводит к увеличению эффективного сечения порового пространства пласта коллектора и нефтеотдачи пластов.

Упругие низкочастотные колебания, вибрация на два три порядка ускоряют процессы релаксации механических напряжений. Это способствует уменьшению отрицательных последствий бурения и вскрытия пластов, связанных с нежелательными напряжениями в породах вокруг скважин и перфорационных каналов. Кроме того, воздействие упругими колебаниями в условиях обратной фильтрации приводит к интенсификации очистки пористой среды, загрязненной различными кольматантами [12].

1.6 Комбинированные методы

Комбинированные методы – методы сочетания всех воздействий на призабойную зону пласта. К ним относятся:

Термоакустическая обработка. Сущность термоакустического воздействия заключается в том, что ПЗС подвергается одновременно нагреву (создается тепловое поле) и колебательным давлениям (акустическое поле). Термоакустическое воздействие многократно увеличивает радиус прогретой зоны за счет увеличения температуропроводности, способствует интенсивному разрушению и выносу из пласта парафина, глинистого раствора и его фильтрата, попавших в призабойную зону в процессе бурения и ремонта скважин гидратов газа и солей. Циклическое термоакустическое воздействие целесообразно применять на месторождениях, содержащих тяжелые высоковязкие (более 50 мПа×с), высокопарафиновые и асфальтосмолистые нефти. Радиус загрязненной зоны должен достигать 3–8 м. Толщина обрабатываемых пластов должна быть не менее 3 м; пластовое давление и температура соответственно 25 Мпа и 60 °С; обводненность

продукции до 60 %; призабойная зона должна быть устойчивой; глубина скважин до 2500 м; расстояние нагнетательной скважины не менее 50 м для исключения возможности прорыва воды в обрабатываемую скважину. [18].

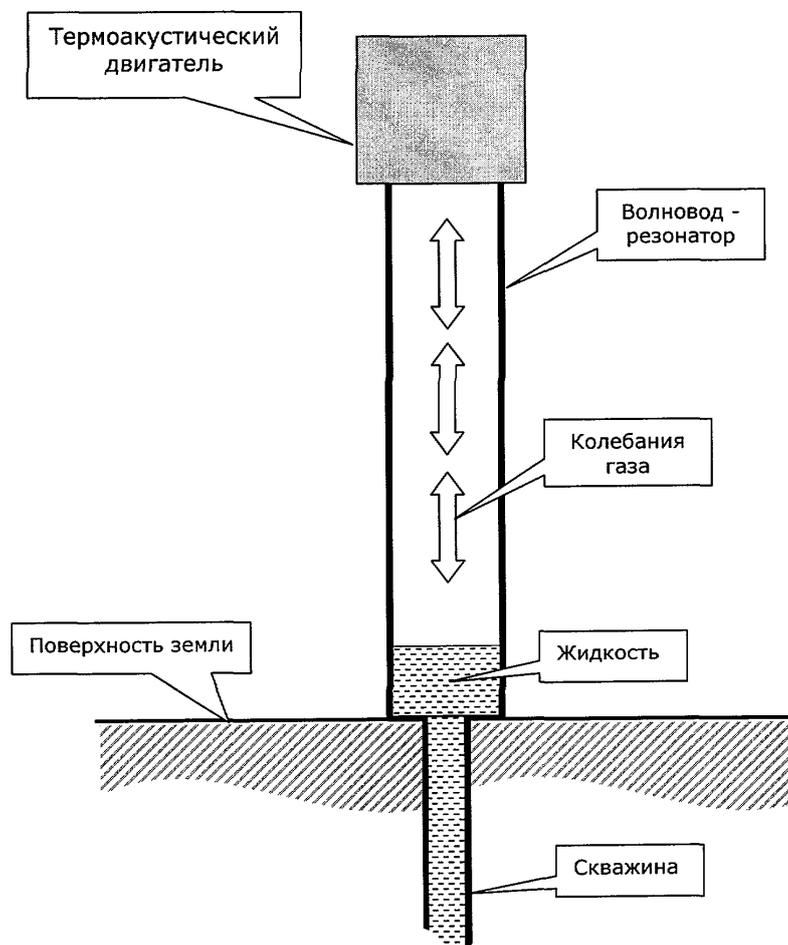


Рисунок 18 – Термоакустический скважинный пульсатор

Плазменно-импульсное воздействие: используют электрический ток высокого напряжения. Резонансные свойства пласта делают возможным эффективно воздействовать на извлечение нефти. Напряжение на электроде может достигать 3–5 тысяч вольт, ток пропускается через электроды разрядного устройства на участке проведения работ в скважине, в результате чего возникает электрическая дуга с высокой степенью разложения молекул и ионизацией. В ходе подобного воздействия образуется плазма, а температура стремительно повышается до 25 000 — 28 000°С. За счет возникающего на крайне непродолжительный период времени (исчисляемый в микросекундах) высокого давления возникает ударная волна. Этой волной и передаваемой ей энергии детерминирован скачок уплотнения.

Последующее снижение температуры и уменьшение объема плазмы обеспечивает обратный приток жидкости в скважину через перфорационные отверстия обсадной колонны. На первичном этапе обработки скважины это позволяет вывести в ствол скважины коагулирующие вещества, чем обеспечивается очистка призабойной зоны.

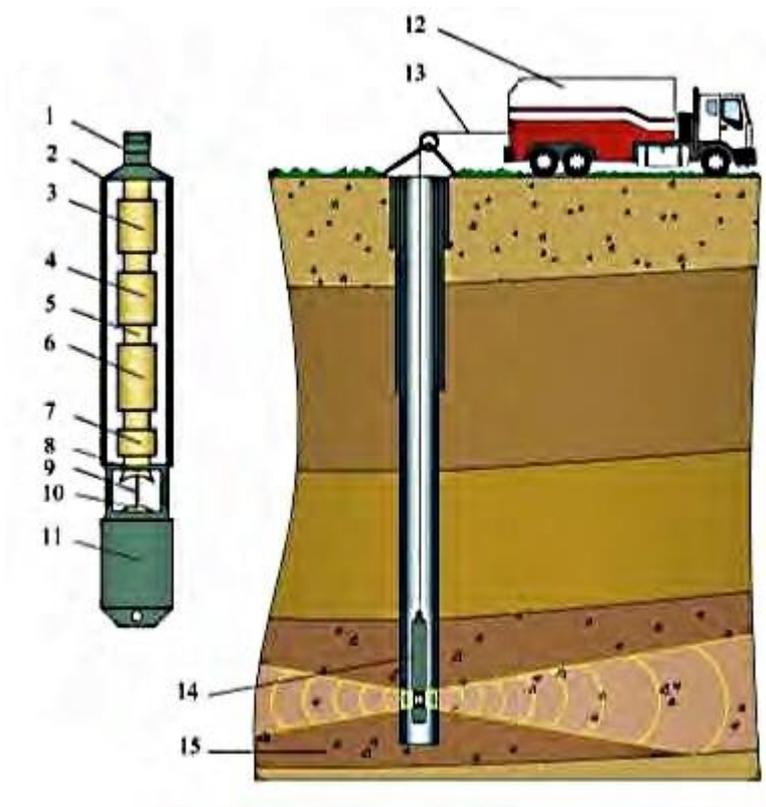


Рисунок 19 – Схема обработки ПИМ призабойной зоны пласта: 1 – соединение с геофизическим кабелем; 2 – корпус скважинного прибора; 3 – высоковольтный трансформатор; 4 – высоковольтный блок; 5 – соединительные линии; 6 – блок накопительных конденсаторов; 7 – устройство управления прибором; 8 и 10 – электроды излучателя; 9 – плазменный канал; 11 – корпус с устройством для формирования плазменного канала; 12 – каротажный подъемник; 13 – геофизический кабель ; 14 – скважинный прибор плазменно-импульсного воздействия; 15 – продуктивный пласт.

Поинтервально-направленная солянокислотная обработка пласта с применением гидроперфоратора. Направленность воздействия кислоты по разрезу и увеличение эффективности ее воздействия на пласт можно

достигнуть, применив технологию поинтервально–направленной солянокислотной обработки с использованием гидроперфоратора.

При высоких скоростях закачки кислоты в пласт давление в затрубном пространстве снижают путем открытия задвижки, перекрывающей затрубное пространство. Скопившиеся в кольцевом пространстве кислота (за счет периодического сброса давления) по окончании процесса может быть продавлена в пласт. Кислота для обработки берется повышенной концентрации [12].

Термогазохимическое воздействие на ПЗП. ТГХВ заключается в сжигании на забое скважины порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. Время его сгорания регулируется и может длиться от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и газоприток, т.е. скорость выделения газа при сгорании пороха, что определяет давление и температуру в зоне горения. Кроме того, интенсивность процесса регулируется и количеством сжигаемого заряда, которое может изменяться от 20 до 500 кг. При сгорании порохового заряда специального состава и образования газов происходит быстрое нарастание давления и температуры в зоне горения. При быстром его сгорании давление на забое достигает 30–100 МПа, так как столб жидкости в скважине играет роль уплотнительного поршня, который не успевает быстро сдвинуться с места благодаря своей инерции. При таком быстром процессе горения осуществляется механическое воздействие на пласт, приводящее к образованию в нем новых трещин и к расширению существующих. Такое воздействие аналогично ГРП, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем.

Применение ТГХВ в нефтяных и нагнетательных скважинах показывает высокую эффективность этого метода, составляющую свыше 70%. Продолжительность эффекта составляет от двух месяцев до двух лет. По промысловым данным на одну обработку ТГХВ в среднем расходуется 80 кг порохового состава. Термогазохимические обработки рассчитаны на

комбинированное воздействие на ПЗП и предназначены для очистки от АСПО, солеотложений и других отложений. [19].

2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕФТЯННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Эффективность разработки нефтяных месторождений в первую очередь определяется состоянием призабойной зоны пласта, которая наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям, как в процессе вскрытия пласта, так и эксплуатации скважин. Как правило, фильтрационные свойства пород-коллекторов в ПЗП из-за влияния технологических факторов (загрязнение фильтратом бурового раствора и жидкости глушения, выпадения АСПО) ниже, чем в удалённой зоне пласта. Высокая послойная неоднородность по проницаемости, наличие контакта с водоносной частью залежи приводят к обводнению продукции скважин, а также к частичному или полному отключению из разработки интервалов пласта с пониженной проницаемостью. Таким образом, возникает необходимость проведения мероприятий по повышению фильтрационных свойств пород в ПЗП, выравниванию профилей притока и приёмистости, ликвидации конусов обводнения и заколонных перетоков воды. Из-за кратковременности эффекта от воздействия на ПЗП, который редко длится более года, эти работы проводятся на протяжении всего срока разработки объектов и являются основным средством вывода скважин на оптимальный режим эксплуатации.

Рассмотрим применение различных видов мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов на примере месторождений А и Б.

2.1 Применение методов интенсификации на нефтяном месторождении А

Нефтяное месторождение А расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Российской Федерации.

Месторождение является многопластовым и по величине запасов относится к крупным. Данные коллектора литологически-неоднородны и представляют собой как терригенный, так и карбонатный состав коллектора, с небольшим процентным содержанием глины.

На месторождении А в процессе всего периода разработки применяли различные виды мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов. В целом их можно разделить на несколько групп, а именно:

- бурение горизонтальных скважин;
- зарезка боковых стволов скважин;
- ГРП;
- переводы скважин на другой объект разработки;
- перфорационные работы по дострелам и перестрелам объектов разработки(ПВР);
- физико-химические ОПЗ скважин;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- выравнивание профиля приемистости;
- нестационарное заводнение.

Всего за весь период разработки месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. за счет указанных мероприятий было добыто 28 млн. 178,1 тыс.т нефти, или 11,9% накопленной добычи нефти месторождения. Количество мероприятий и расчет дополнительной добычи нефти от их проведения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Мероприятия, проведенные на месторождении А

Вид ГТМ	Кол-во	Доп. добыча нефти, тыс.т	Уд. технологическая эфф. проведения, т нефти/скв.-опер.
Бурение горизонтальных скважин	13	3841,0	295465
Бурение боковых стволов	42	581	13737
ГРП в процессе эксплуатации	340	2724,4	8013
Переводы на объект	576	16418,1	28504
Дострелы и перестрелы	422	2559,6	6065

Продолжение таблицы 3

Физико-химические ОПЗ	273	234,2	858
РИР	325	1362,6	4193
Выравнивание профиля приемистости	1419	457,2	322
Итого	3410	28178,1	

Бурение горизонтальных скважин

Бурение горизонтальных скважин обеспечивает экономически приемлемые дебиты за счет значительного увеличения площади дренирования при существенном снижении депрессии на пласт, что особенно важно, как в случае незначительной мощности пластов, так и при наличии подошвенной воды.

Бурение ГС было весьма эффективным мероприятием – скважинами добыто 3 млн. 841,0 тыс.т нефти.

Достигнутая удельная технологическая эффективность бурения ГС составила 295,5 тыс.т нефти/скв.-операцию.

Зарезка боковых стволов (БС и БГС)

Одним из способов разработки зон максимальной концентрации остаточных запасов является бурение вторых стволов, эффект достигается за счет вскрытия пласта вдали от дренированной скважиной зоны.

Всего на месторождении зарезано 42 БС и БГС. На момент анализа из БС и БГС добыто 581,0 тыс.т нефти.

В целом достигнутая удельная технологическая эффективность зарезки БС и БГС составила 13,8 тыс.т нефти/скв.-операцию.

Гидравлический разрыв пласта

ГРП на сегодняшний день является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин как при обработке ПЗС, так и при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт с целью интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Эффективность работ по применению ГРП во многом определяется как технологическими, так и геологическими факторами.

Исследованиями установлено, что основное влияние на продолжительность эффекта оказывает объем закачанного в пласт пропанта, существенное влияние оказывает степень неоднородности пласта, величина оставшихся запасов, степень активности дренирования зоны воздействия.

Всего от проведения 340 ГРП дополнительно получено 2 млн 724,4 тыс.т нефти. Наиболее интенсивно проводили ГРП в период 2003–2010 гг. – 204 ГРП в процессе эксплуатации скважин, или 60% всех ГРП.

Достигнутая удельная технологическая эффективность проведения ГРП на момент анализа составила 8,0 тыс.т нефти/скв.-операцию.

Переводы на другой объект разработки

Скважины, выполнившие свое назначение на разрабатываемом пласте, переводили на другие пласты, что является стандартным мероприятием в условиях многопластового месторождения – на месторождении реализовано 576 скважино-операций по переводу на другой объект разработки, дополнительная добыча нефти от которых составила 16 млн 418,1 тыс.т при средней технологической эффективности 28,5 тыс.т на 1 перевод. Максимальные уровни добычи нефти месторождения из переведенного фонда отмечены в 1978–1980 гг. – более 700 тыс.т и в 2005-2006 гг. – более 1 млн.т. Добыча нефти из переведенного фонда по многим объектам превышает 50% всей накопленной добычи нефти объектов разработки. Всего из переводного фонда скважин добыто 7% накопленной добычи нефти месторождения, в т.ч. 28,6% добычи нефти за период 2006–2010 гг.

Перфорационные методы (ПВР)

В процессе разработки объектов месторождения, не вскрытые или частично вскрытые продуктивные интервалы в пределах одного пласта, вовлекали в разработку путем дострела и перестрела.

Всего за время разработки месторождения проведено 422 дострела и перестрела объектов разработки. Около 40% всех работ комплексировались с проведением различных видов воздействия на ПЗП (кислотные обработки,

обработки растворами ПАВ и т.п.) и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ.

От проведения работ дополнительно получено 2 млн 559,6 тыс.т нефти при средней технологической эффективности 6,1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР.

Физико-химические ОПЗ пласта

При эксплуатации добывающих скважин призабойная зона пласта загрязняется глиной, кальцитами, окисью железа, остатками цементного камня и высокомолекулярными компонентами нефти (асфальтенами, смолами, парафинами), что приводит к увеличению скин-фактора и снижению дебита нефти.

Основной задачей обработки призабойной зоны пласта является восстановление коллекторских свойств за счет растворения, диспергации и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения.

На месторождении в процессе разработки проводились разнообразные ОПЗ. При выполнении работ использовались растворы химреагентов (различного вида кислотные обработки, растворы ПАВ), применялись физические поля (гидроволновое воздействие, метод гидродинамических давлений, кавитационно-акустическое воздействие), проводилось термогазохимическое воздействие, а также использовалось комплексное воздействие на ПЗП с сочетанием химических и физических методов.

Всего за период разработки месторождения было проведено 273 ОПЗ, дополнительная добыча нефти составила 234,2 тыс.т нефти, или 0,9 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ.

Ремонтно-изоляционные работы

На месторождении А основными причинами обводнения нефтенасыщенных объектов являются:

- заколонная циркуляция из ниже и выше лежащих пластов через негерметичный цементный камень;

- подтягивание и прорыв в интервал перфорации конуса подошвенной воды;
- прорыв нагнетаемой воды по наиболее проницаемым участкам внутри продуктивного пласта;
- негерметичность эксплуатационной колонны;
- негерметичность цементного стакана на забое скважины.

Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны, изоляция заколонных перетоков и обводненных интервалов осуществлялась с применением ритейнеров, тампонирующих составов на минеральной основе, полимерных тампонажных составов (ВУС), кремнийорганических соединений (АКОР), гелеобразующих составов, глинистыми композициями на углеводородной основе, установкой клапана-отсекателя.

При анализе были учтены результаты 325 мероприятий по ремонтно-изоляционным и водоизоляционным работам, в результате которых было дополнительно получено 1 млн 363,1 тыс.т нефти при средней технологической эффективности 4,1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 РИР или ВИР.

Выравнивание профиля приемистости

Одна из первоочередных задач, которую решают методы выравнивания профиля приемистости - изменение кинематики потоков нагнетаемого агента путем локализации системы техногенных трещин с целью вовлечения в процесс разработки запасов, сосредоточенных в пропластках и зонах, не охваченных выработкой. Достигнуть этого при существовании подвижных трещин в призабойной зоне можно путем целенаправленного их тампонирования специальными составами с последующим поддержанием давления нагнетания на уровне, исключающем образование новых трещин. В большинстве случаев происходит перераспределение закачки, т.е. снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов, а иногда их полная изоляция и, как следствие, подключение в работу невырабатываемых интервалов пластов.

Для проведения ВПП использовались технологии с применением:

- волокнисто-дисперсных систем (ВДС);
- полимер-дисперсных систем на основе: полиакриламида и алюмохлорида и щелочного стока производства капролактама(ЩСПК), полиакриламида и ЩСПК и сернокислого алюминия (ЩПДС);
- осадкообразующих композиций на основе: силиката натрия, хлорида натрия и хлорида кальция(ОС), сернокислого алюминия(ДОС), сернокислого аммония(ДОС-2), хлорида аммония(ОХА), сернокислого натрия и хлорида кальция (КС-2), хлорида кальция и кальцинированной соды (КС-3);
- гелеобразующих силикатных композиций на основе силиката натрия и соляной кислоты (ГеОК);
- биополимера БП-92;
- вязкоупругих гелей на основе полиакриламида и сшивателя.

За период 1998-2002 гг. проведено 1336 скважино-операций, в 2003-2004 гг. мероприятия по ВПП не проводились. Работы по ВПП были возобновлены в 2005 г. В 2007-2010 гг. проведено 83 скважино-операции. В этот период в основном применялись комплексные технологии ВПП, их объем в общей массе проведенных работ составляет 87,5%.

Всего от проведения 1419 работ по ВПП дополнительно получено 457,2 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 0,3 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию.

Выводы:

1. Наиболее эффективным мероприятием по дополнительной добыче оказались переводы на другой объект разработки, при фактической удельной технологической эффективности 28504 т нефти/скв. -опер.

2. Также в числе эффективных методов оказались: бурение горизонтальных скважин; ГРП; дострел и перестрел пласта; РИР. Фактическая удельная технологическая эффективность которых составила: 295465 т нефти/скв. –опер.; 8013 т нефти/скв. –опер.; 6065 т нефти/скв. –

опер.; 4193 т нефти/скв. – опер. соответственно.

3. Менее эффективными оказались: бурение боковых стволов скважин; ВПП; физико-химические ОПЗ (кислотные обработки, ТГХВ, физические поля). Фактическая удельная технологическая эффективность которых составила: 13737 т нефти/скв.– опер.; 322 т нефти/скв. – опер.; 858 т нефти/скв. – опер. соответственно.

4. Дополнительная добыча нефти от анализируемых мероприятий составляет 11,8% накопленной добычи нефти месторождения, а за период 2006-2010 гг. – более 46% добычи нефти. Это свидетельствует о все более возрастающей роли мероприятий по интенсификации добычи нефти о повышении нефтеотдачи пластов в дальнейшей разработке месторождения.

5. В целом проведение комплекса мероприятий, примененного на объектах месторождения, было оправданным и может быть рекомендовано к дальнейшему использованию [20].

2.2 Применение методов интенсификации на нефтяном месторождении Б

В административном отношении месторождение Б расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В разрезе нефтяного месторождения обнаружено более 20 самостоятельных залежей нефти, которые содержатся в терригенных коллекторах.

Для планирования наиболее эффективных мероприятий на прогнозный период разработки объектов месторождения Б анализ проведён по скважинам, в которых воздействия на ПЗП проведены в период эксплуатации

Технологии по механизму воздействия на около скважинную зону пласта которые были применены:

- ГРП;
- Воздействие на ПЗП;
- РИР;
- Выравнивание профиля приемистости;

- Гидродинамические воздействия.

За анализируемый период 2008–2013 гг. от проведения 2242 скважиноопераций по воздействию на пласты дополнительно добыто нефти – 9738.43 тыс.т (46.6 % в общей добыче), в том числе за счёт ГРП – 6295.10 тыс.т (30.1 % в общей добыче), от мероприятий по воздействию на призабойную зону пластов – 1184.36 тыс.т (5.7 % в общей добыче), от применения технологий МУН и гидродинамических методов 2258.97 тыс.т (10.8 % в общей добыче) (табл. 3).

За период 2008–2013 гг. проведено 2242 скважиноопераций по воздействию на пласты (по проекту 1917 скважиноопераций) с дополнительной добычей нефти – 9738.43 тыс.т (по проекту 5949.5 тыс.т).

В связи с растущей обводнённостью добывающих скважин отмечается превышение объёмов проведения мероприятий по закачке оторочек потокоотклоняющих и нефтеотмывающих составов (проект – 578, факт – 873) в 1.5 раза.

Гидродинамические методы (проект – 92, факт – 12) проведены в меньших объёмах в связи с отсутствием скважин кандидатов для данного вида воздействий.

Таблица 4 – Мероприятия, проведенные на месторождении Б

Вид ГТМ	Кол-во	Доп. добыча нефти, тыс.т	Уд. технологическая эфф. проведения, т нефти/скв.-опер.
ГРП	621	6295,1	10137
Воздействие на ПЗП	582	1184,36	2035
РИР	152	156,26	1028
Выравнивание профиля приемистости	873	2082,71	2385,7
Гидродинамические воздействия	12	3,31	275,8
Итого:	2242	9721,74	

ГРП

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных и вместе с тем высоко затратных методов повышения производительности скважин, вскрывающих низкопроницаемые, слабодренируемые коллектора.

В больших объёмах, чем планировалось при проектировании проведено мероприятий по гидроразрыву пласта (проект – 338, факт – 621), что связано с большими объёмами проведения повторных ГРП.

Оценка эффективности ГРП по скважинам действующего фонда производилась с использованием принятых в отрасли характеристик вытеснения. Технологическая эффективность ГРП в скважинах, вводимых после бурения, оценивалась методом экспертных оценок, при этом базовые режимы оценивались по результатам испытаний разведочных скважин, а также по результатам опробования эксплуатационных скважин перед проведением ГРП.

Всего от проведения 621 работ по ГРП дополнительно получено 6295,1 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 10,1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию.

Воздействие на ПЗП

Снижение фактических объёмов воздействий на ПЗП на месторождении (проект – 839, факт – 584) обусловлено большими, чем планировалось, объёмами проведения повторных ГРП на действующем фонде.

Всего от проведения 582 работ по воздействия на ПЗП дополнительно получено 1184,36 тыс. т нефти, фактическая удельная технологическая эффективность проведённых мероприятий 2035 т/скв.-опер. выше проектной 1411,6 т/скв.-опер. в 1.4 раза.

Ремонтно-изоляционные работы

За анализируемый период на действующем фонде скважин месторождения Б проведено 152 ремонтно-изоляционных мероприятия, из

них в добывающих скважинах – 109 скв.-опер., в нагнетательных скважинах – 43 скв.-опер.

Фактические объёмы проведения РИР (152) выше проектных (70) в 2.2 раза, при этом фактическая удельная технологическая эффективность (1028 т/скв.-опер.) ниже проектной (2232,3 т/скв.-опер.) в 2.2 раза.

Выравнивание профиля приемистости

С целью увеличения охвата пластов вытеснением и вовлечения слабодренлируемых запасов нефти в разработку в нагнетательных скважинах месторождения Б за анализируемый период проведено 873 скважино-операций по закачке оторочек химических реагентов с целью выравнивания профиля приёмистости и фронта вытеснения. От применения МУН по окружающим добывающим скважинам дополнительная добыча нефти составила 2082.7 тыс.т при текущей удельной эффективности 2385.7 т/скв.-опер.

Гидродинамические воздействия

Гидродинамические методы (проект – 92, факт – 12) проведены в меньших объёмах в связи с отсутствием скважин кандидатов для данного вида воздействий.

Проведено 12 мероприятий по гидродинамическому воздействию на пласт, дополнительно получено 3,31 тыс. т нефти, фактическая удельная технологическая эффективность проведённых мероприятий 274,8 т/скв.-опер.

Выводы:

1. Наибольший вклад за период 2008–2013 гг. в общую дополнительную добычу нефти по месторождению приходится на долю ГРП, его фактическая удельная технологическая эффективность составила 10137 т нефти/скв. -опер.

2. ВПП по результатам дополнительной добычи нефти в 3 раза меньше ГРП, и его фактическая удельная технологическая эффективность составила 2386 т нефти/скв. –опер.

3. Следующее, воздействие на ПЗП (кислотные обработки с

добавлением ПАВ и перфорационные мероприятия), с фактической удельной технологической эффективностью 2035 т нефти/скв. –опер.

4. РИР показали хороший результат, и их фактическая удельная технологическая эффективность составила 1028 т нефти/скв. –опер.

5. Менее эффективным оказались гидродинамические воздействия в связи с отсутствием скважин кандидатов для данного вида метода.

6. Проведённый анализ показал, что в целом применение методов извлечения нефти и интенсификации притока углеводородов положительно повлияло на разработку объектов месторождения Б [21].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич

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

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 9531,25 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 148391 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 22258,7 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 51194,9 руб. Накладные расходы 51412,34 руб.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент города Томска -1,3
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценочная карта конкурентных технических решений
Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

«Портрет» потребителя результатов НТИ Оценка конкурентоспособности технических решений Матрица SWOT График проведения и бюджет НТИ Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной НИ (ВКР) – обоснование применения методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

3.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 5.

Таблица 5 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора
	Интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.
	Расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта

В таблице 6 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 6 – Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Выполнить обоснование применения методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Увеличение конечной нефтеотдачи за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

В связи с постоянным движением рынка анализ производства конкурента требуется проводить поэтапно. Исследуем предлагаемое технологическое решение с конкурентами, которые актуальны на ранке.

В качестве конкурентных решений примем:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).

Оценим разработки по выбранным техническим и экономическим критериям по пятибальной шкале. Результат анализа сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60
3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B \cdot B$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

3.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины. С2. Высокая рентабельность. С3. Дешевая рабочая жидкость.	Сл1. Большие первоначальные вложения. Сл2. Учет особенностей конкретного объекта разработки. Сл3. Риск возникновения неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды

Продолжение таблицы 8

Возможности	Угрозы
В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В2. Совершенствование и увеличение данной методики. В3. Укрепление положения на рынке.	У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ. У2. Развивающаяся конкуренция применения методов повышения интенсификации притока скважин. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 9 – 12.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

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

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	В1	-	+	-
	В2	-	-	-
	В3	-	-	-

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

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

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	В1	-	-	-
	В2	-	-	-
	В3	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 13.

Таблица 13 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины.</p> <p>С2. Высокая рентабельность.</p> <p>С3. Дешевая рабочая жидкость.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Большие первоначальные вложения.</p> <p>Сл2. Учет особенностей конкретного объекта разработки.</p> <p>Сл3. Риск возникновения неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды.</p>
--	---	--

Продолжение таблицы 13

<p>Возможности В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В2. Совершенствование и увеличение данной методики. В3. Укрепление положения на рынке.</p>	<p>Направления развития 1. Увеличение эффективного радиуса скважины. 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии. 3. Улучшение качества жидкости и соответствие её химических свойств с материалом пласта.</p>	<p>Сдерживающие факторы 1. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов. 2. Поиск заинтересованных лиц. 3. Контроль за процессом проведения ГРП путем регулирования основных параметров пласта или проведением преждевременных мероприятий, направленных на выделение необходимого интервала.</p>
<p>Угрозы У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ. У2. Развивающаяся конкуренция применения методов повышения интенсификации притока скважин. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>Угрозы развития 1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве 2. Увеличение конечной нефтеотдачи 3. В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. Также из-за малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Уязвимости: 1.Повышение квалификации кадров. 2. Копирование методов конкурентными компаниями 3.Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>

Вывод

По составленной таблице, можно сделать заключение о том, что технология ГРП обладает высокой эффективностью и рентабельностью, но возможности применения данного метода вследствие геологических условий ограничены. Для улучшения сильных сторон данного проекта, необходимо проводить усовершенствование данной технологии путем улучшения качества используемой жидкости и её комбинирования с другими методами интенсификации притока. Чтобы минимизировать влияние слабых сторон, рекомендуется производить тщательный анализ механических свойств породы, напряжений в пласте и на основе этих данных выбирать модель распространения трещины. Также нужно проводить постоянный контроль за процессом ГРП в целях избегания риска возникновения неуправляемого фонтанирования. Для того чтобы повысить конкурентоспособность ГРП по сравнению с другими методами интенсификации притока необходимо постоянно совершенствовать данную технологию как в экономическом плане, так и в технологическом.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение

трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{к.инж}} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 15.

Таблица 15 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11

Продолжение таблицы 15

4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 20). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

№ работ	Т, кал.дн	Продолжительность выполнения работ																	
		Декабрь		Январь			Февраль			Март			Апрель			Май			
		2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	4																		
2	4																		
3	11																		
4	6																		
5	7																		
6	9																		
7	25																		
8	18																		
9	5																		
10	13																		

Рисунок 20 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

3.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

3.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при выполнении ВКР. Научно-исследовательская работа выполнялась с помощью документации. Результаты расчета затрат представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты при расчете материальных затрат

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Реагенты для исследования	340	4	1 200
Ингибитор для разбухания глин	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

3.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и

эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 17 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Смешивающий агрегат	55	8	500	9531,25
Итого:					9531,25

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{он} \cdot T_p,$$

где $Z_{он}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 9).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}.$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где $Z_{мс}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_d – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице 19

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	k_{δ}	k_p	$Z_m, руб$	$Z_{осн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2023 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

3.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8290	9531,25	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Накладные расходы по элементам:

Таблица 21 – Накладные расходы по элементам

Наименование элемента	Затраты
Печать ксерокопирование материалов исследования	12500 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	28912,34 руб.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в таблице 22. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 22 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	8290	9700	15945
2	Затраты на специальное оборудование	9531,25	10959,8	13453
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7

Продолжение таблицы 22

5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
Бюджет затрат НИР		308474,04	317405,28	331019,2

3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\max}} = \frac{308474,04}{331019,2} = 0,93;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\max}} = \frac{317405,28}{331019,2} = 0,96;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\max}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{ri}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 23).

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}}.$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,93} = 5, \quad I_{исп.2} = \frac{3,95}{0,96} = 4,11, \quad I_{исп.3} = \frac{3,85}{1} = 3,85.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 24).

Таблица 24 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и

ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8Г2		ФИО Иванов Михаил Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обоснование применения методов интенсификации притока на нефтяных месторождениях

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> промысловые нефтепроводы <i>Область применения:</i> предназначен для приема, хранения, подготовки, учёта и выдачи нефти и нефтепродуктов. <i>Рабочая зона:</i> операторная. <i>Размеры помещения:</i> 5×8. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> компьютер, два рабочих стола, два стула, электроцит. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров дистанционно в операторной, переключения оборудования.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <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. 	<p>Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 27 июня 2018 г. № 420н «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор товарный»». «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению воздействий вредных и опасных факторов 	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – зрительное напряжение; – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения – нервно-психические перегрузки, – монотонность трудового процесса; – повышение уровня шума. – производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм

	<p>работающего человека. <i>Опасные факторы:</i> - производственные факторы, связанные с электрическим током - опасность механических повреждений. <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> вентиляция и очистка воздуха, кондиционирование воздуха, осветительные устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления, специальная защитная одежда при работе с вредными веществами.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов, вследствие химического загрязнения. <i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение от разлива нефти, вследствие этого возникает изменение свойств почвы <i>Воздействие на гидросферу:</i> загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен. <i>Воздействие на атмосферу:</i> возможны выбросы химических веществ в атмосферу, из-за горения факела низкого давления.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p><i>Возможные ЧС:</i> метеорологические (молния), геологические (просадка грунта, обрушение помещения), возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ. <i>Наиболее типичная ЧС:</i> возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Иванов Михаил Сергеевич		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования является промышленные нефтепроводы, предназначенные для сбора и транспортировки продуктов из скважины. Рабочим местом является операторная на кустовой площадке месторождения. Кустовая площадка ограниченная территория месторождения, на которой подготовлена специальная площадка для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений. После этапа разбуривания и первичного освоения скважины наступает этап эксплуатации. Основной особенностью автоматизации кустовой площадки является то, что после установления соответствующего оборудования автоматизации, исполнительных устройств, датчиков и контроллеров, куст функционирует полностью без участия человека. Все технологические параметры передаются на контроллер и транслируются на диспетчерский пункт с помощью радиосигнала. Оператор в диспетчерском пункте следит за процессами эксплуатации, может контролировать часть процесса и предпринимать определенные решения. Непосредственно люди могут находиться на территории кустовой площадки во время капитального, аварийного или обслуживающего ремонта.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов.

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и межсменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности

работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования и учитывает переработку рабочего времени.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность межвахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона

обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

Согласно Приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 27 июня 2018 г. № 420н «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор товарный»», определяются основные трудовые функции: обеспечение приема, размещения, хранения, перекачки, отпуска нефти, газа, газового конденсата и продуктов их переработки, реагентов и других продуктов (товарный продукт) на промышленных объектах, осуществляющих прием, размещение, хранение, перекачку и отпуск товарного продукта (промышленный объект).

Согласно ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования, рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труд. Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

4.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015[2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (таблица 25).

Таблица 25 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[2]	Нормативные документы
Зрительное напряжение	МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности»; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы".
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Нервно-психические перегрузки	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
Монотонность трудового процесса	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;

Продолжение таблицы 25

Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности; СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ;
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

4.2.1 Зрительное напряжение

Организация режимов труда и отдыха при работе с ПЭВМ в соответствии с СанПиНом 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы" осуществляется в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы", для видов трудовой деятельности устанавливаются 3 категории тяжести и напряженности работы

с ПЭВМ, которые определяются: для группы А - по суммарному числу считываемых знаков за рабочую смену, но не более 60 000 знаков за смену; для группы Б - по суммарному числу считываемых или вводимых знаков за рабочую смену, но не более 40 000 знаков за смену; для группы В - по суммарному времени непосредственной работы с ПЭВМ за рабочую смену, но не более 6 часов за смену. Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. Текущую работу можно отнести для группы В.

При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов по 10 - 15 мин. через каждые 45 - 60 мин. работы, согласно МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности».

4.2.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Метеорологические условия, или микроклимат, в производственных условиях определяются следующими условиями:

- 1) температурой воздуха t (°С);
- 2) относительной влажностью φ (%);
- 3) скоростью движения воздуха на рабочем месте v (м/с).

При определенном сочетании перечисленных выше показателей микроклимата в производственном помещении человек будет испытывать ощущение теплового комфорта на протяжении всего времени проведения на рабочем месте. Состояние теплового комфорта оказывает значительное влияние на работоспособность, а именно на производительность труда

В таблице 26 представлены оптимальные величины показателей микроклимата в рассматриваемом производственном помещении согласно табл. 26, согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

Таблица 26 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Теплый	Средней тяжести	20-22	16-27	40-60	<70	0,3	0,2-0,5
Холодный	Средней тяжести	17-19	15-21	40-60	<75	0,2	<0,4

При отклонении от норм параметры микроклимата можно регулировать применением системы кондиционирования воздуха и системы отопления. В зимний период для поддержания необходимой температуры используется система регулируемого центрального водяного отопления.

4.2.3 Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны также считается одним из факторов, влияющих на работоспособность человека. Для промышленных предприятий оптимальная освещенность территории и помещений является важной и непростой технической задачей, решение которой обеспечивает нормальные гигиенические условия для работающего персонала. Правильно

подобранные источники света и их проектирование создают условия для производственного труда, корректности выполнения технологических операций, соблюдения правил и техники безопасности.

При длительной работе в условиях недостаточной освещенности или нарушении параметров световой среды, происходит негативное воздействие на организм человека, такое как: развитие близорукости, головная боль, ухудшение зрения и пр.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк согласно СанПиНу 1.2.3685-21.

4.2.4 Нервно-психические перегрузки и монотонность труда

Работа на установке, а также внесение результатов и обработка баз данных являются монотонным процессом. Монотонность приводит к нервно-психическим перегрузкам.

Согласно Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда, монотонность труда может привести к возникновению неприятных ощущений у работников, таких как снижение уровня бодрствования, снижение тонуса скелетной мускулатуры, снижению тонуса симпатического отдела вегетативной нервной системы (снижение частоты пульса и артериального давления, увеличение аритмии пульса и др.). Основными последствиями монотонного труда являются: снижение работоспособности и производительности труда, производственный травматизм, повышенная заболеваемость и т.д.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии.

Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену, согласно Р 2.2.2006-05 Гигиена труда.

4.2.5 Повышенный уровень шума

Шум достаточно сильно ухудшает условия труда и оказывают вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума на организм приводит к потере или ухудшению слуха, снижению остроты зрения, ухудшается внимание, повышается давление крови. Сильное шумовое воздействие может вызвать серьёзные заболевания сердечно-сосудистой и нервной систем.

Уровень шума в операторской не превышает 70 дБА.

Согласно СанПин 2.2.4.3359-16 предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать исходя из таблицы 27.

Таблица 27 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБА
	107	95	87	82	78	75	73	71	
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Нормативные значения, приведенные в таблице 27, применяются, если производится высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности.

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в полевых условиях можно воспользоваться следующими средствами защиты:

рациональная планировка помещения, противошумные наушники, вкладыши.

4.2.6 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь. Класс опасности- вещества умеренно опасные (ПДК 1,1–10 мг/м³), согласно СанПиНу 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму–взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и сердечно сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установки выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

– Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.

– Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.

- Для защиты глаз применяют защитные очки.
- Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим персоналом закреплен индивидуально, согласно ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.

4.2.7 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Поражение электрическим током возникает при соприкосновении с электрической цепью, в которой присутствуют источники напряжения и/или источники тока. Кроме того, на установках высокого напряжения возможен удар электрическим током без прикосновения к токоведущим элементам, в результате утечки тока или пробоя воздушного промежутка с образованием электродуги.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты, согласно ГОСТ 12.1.030-81 и ГОСТ 12.1.030-82.

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.

4.3 Экологическая безопасность

Все антропогенные воздействия на окружающую среду влияют негативным образом. Тем не менее, для минимизации данных рисков и негативных последствий необходимо выполнять ряд мероприятий по защите окружающей среды. Во избежание процессов утечек нефти и газа, а также других веществ в окружающую среду, необходимо предусматривать работы согласно Федеральным нормам и правил, приказов, осуществляемых на опасном производственном объекте.

Воздействие на селитебную зону: ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов, вследствие химического загрязнения: внедрение в воздух, воду, землю синтетических соединений, приводящий к ухудшению состояния биосферы.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- Санитарно-защитная зона, 1000м для объектов 1 класса опасности, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию, согласно Федеральному закону "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 N 384-ФЗ.

Воздействие на литосферу: на состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, вследствие разлива нефти. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель, согласно Постановлению Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019).

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью

нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

Воздействие на гидросферу: загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен.

В целях обеспечения эффективности мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации Правительство Российской Федерации приняло Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации" Согласно которому организации, обязаны:

- создавать собственные формирования (подразделения) для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, проводить аттестацию указанных формирований в соответствии с законодательством Российской Федерации
- немедленно оповещать в установленном порядке соответствующие органы государственной власти и органы местного самоуправления о фактах разливов нефти и нефтепродуктов и организовывать работу по их локализации и ликвидации;
- иметь резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучать работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- содержать в исправном состоянии технологическое оборудование, заблаговременно проводить инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти и нефтепродуктов и (или) снижение масштабов опасности их последствий;
- принимать меры по охране жизни и здоровья работников в случае разлива нефти и нефтепродуктов;

- создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения.

Воздействие на атмосферу: в ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факел низкого давления.

При горении факела низкого давления в атмосферу выбрасывается сажа (С), диоксид азота (NO₂), оксид углерода (CO₂) и метан (CH₄). Эти вещества создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах. В случае неисполнения данных норм недропользователь облагается штрафами, размеры которых ежегодно возрастают.

Так или иначе при сжигании даже регламентированных количеств попутного газа происходит загрязнение атмосферы.

В качестве борьбы с загрязнением атмосферы помогает тщательно разработанная технологическая схема блочной компрессорной станции (БКС), на которую будет отводиться до 100% газа, ранее отводившегося на факел низкого давления.

4.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

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

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;

– пожары, взрывы.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару.

Наиболее типичная ЧС: пожар.

Класс пожара: в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов), согласно федеральному закону "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются: обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а также для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные, согласно Постановлению Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 24.10.2022) "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации".

Ликвидация последствий ЧС: повести демонтаж оборудования; зачистить территорию от остатков продуктов горения.

Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Согласно правилам по охране труда при эксплуатации

электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время практически все крупные нефтяные месторождения находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются высокой долей трудноизвлекаемых запасов и высокой обводненностью добываемой продукции. В связи с этим возникает необходимость создания и внедрения различных технологий, позволяющих повысить степень извлечения нефти из пласта. В процессе испытания уточняются критерии эффективного применения той или иной технологии, выясняются преимущества и недостатки.

В данной работе рассмотрена классификация методов интенсификации притока, проведен анализ используемых методов на месторождении А. В результате, наиболее эффективный: перевод на другой объект разработки, менее эффективные: бурение боковых стволов скважин, ВПП, физико-химические ОПЗ. На месторождении Б, наиболее эффективный метод ГРП, а менее эффективными оказались гидродинамические воздействия.

В результате проведенного анализа можно сделать следующий вывод: применение определенного метода интенсификации зависит от конкретных геологических условий месторождения и условий залегания пород в пласте, изменений состояния ПЗП, осложнения при эксплуатации из-за ухудшения технического ствола скважин. Правильный выбор метода играет очень важную роль, так как он определяет на сколько эффективным будет полученный результат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Классификация методов интенсификации процессов добычи нефти, их краткая характеристика [Электронный ресурс] – URL:https://studwood.net/1213526/geografiya/klassifikatsiya_metodov_intensifikatsii_protssosov_dobychi_nefti_kratkaya_harakteristika#72 (дата обращения 13.02.2023) - Текст: электронный.
2. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986.
3. Техника проведения соляно - кислотной обработки нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] – URL:https://studbooks.net/528212/geografiya/tehnika_provedeniya_solyano_kislotnoy_obrabotki_neftyanyh_gazovyh_skvazhin (дата обращения 16.02.2023) – Текст: электронный.
4. Особенности проведения методов интенсификации добычи нефти на Южно-Султангуловском месторождении/ Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, А.С. Котельников. // Наука.Техника.Технологии (Политехнический вестник). – 2018 URL:https://www.elibrary.ru/download/elibrary_35533799_57981088.pdf (дата обращения 22.02.2023) - Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU. –Текст: электронный.
5. Ибрагимов, Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1983.
6. Способ термокислотной обработки призабойной зоны пласта/ И.З. Денисламов, А.В. Лысенков, Ш.Р. Ганиев [Электронный ресурс] – URL:<https://findpatent.ru/patent/275/2752299.html> (дата обращения 29.02.2023) – Текст: электронный
7. Технологии основных видов кислотных обработок. Техника и меры безопасности [Электронный ресурс]–

URL:https://vuzlit.com/701236/tehnologii_osnovnyh_vidov_kislotnyh_obrabortok_tehnika_mery_bezopasnosti (дата обращения 02.03.2023) – Текст: электронный.

8. Л.М. Рузин, О.А. Морозюк «Методы повышения нефтеотдачи пластов» (теория и практика) [Текст]: учеб. пособие /. – Ухта: УГТУ, 2014.

9. Апасов, Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие/ Т.К. Апасов, Р.Т. Апасов, Г.Т. Апасов// «Тюменский индустриальный университет (бывший Тюменский государственный нефтегазовый университет)» 2015г.

10. Апасов, Г.Т. Комплекс селективной щадящей перфорации и изоляционных работ с последующим вызовом притока нефти: Нефтесервис, аналитический журнал / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, С.И. Грачев, Э.С. // «Издательство МАКЦЕНТР», Кузьяев М.: 2013. № 3.

11. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», Москва, «Недра», 1989 г.

12. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие 2012г. с/ 9-

13. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Добыча нефти. ИТС 28-2017

14. Шамко В.В., Кучеренко В.В. Теоретические основы инженерных расчетов энергетических и гидродинамических параметров подводного искрового разряда. Николаев: ИИПТ НАН Украины, 1991, 52 с. (Препринт/НАН Украины, Институт импульсных процессов и технологий; №20).

15. Жекул В.Г., Поклонов С.Г., Швец И.С. Электроразрядные погружные установки со стабилизированными рабочими параметрами. Нефтяное хозяйство. 2006, (2), 89–91.

16. Виброобработка призабойной зоны скважины [Электронный ресурс] –URL:<https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh->

uzly/141563-vibroobrabotka-prizaboynoy-zony-skvazhiny/ (дата обращения 10.03.2023) – Текст: электронный.

17. Борьба с шумом на производстве: Справочник/ Е.Я. Юдин, Л.А. Борисов, И.В. Горенштейн и др.; Под общ. ред. Е.Я. Юдина – М.: Машиностроение, 1985. – 400 с.

18. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1987.

19. Сургучев, М.Л. Гидродинамическое акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. / М.Л. Сургучев, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1975.

20. Крянев Д.Ю., Малютин Г.С. Дополнение к проекту разработки Аганского месторождения: Книга 1 «Текстовая часть» Главы 1-4 2011г.

21. Проблемы геологии и освоения недр [Электронный ресурс] – URL: <https://core.ac.uk/download/161610995.pdf> (дата обращения 20.03.2023) – Текст: электронный.

22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

24. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 19.05.23). – Текст: электронный