TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6:546.264-31

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7Г1	Суханов Александр Федорович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю. Н.	к.ф.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Планируемые результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)*
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)*
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)*
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)*
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)*
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)*
Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14),* *требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии*
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата*
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ _____ _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7Г1	Суханов Александр Федорович

Тема работы:

Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи при разработке месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-11/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Рассмотреть технологии, использующие углекислый газ, с целью повышения нефтеотдачи. Выявить критерии эффективной применимости технологий закачки CO_2. Определить основные преимущества и недостатки использования диоксида углерода

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*	
Раздел	**Консультант**

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОСГН, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ	
ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОТЫ И ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю. Н.	к.ф.-м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7Г1	Суханов Александр Федорович		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

МДС - малодебитные скважины;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

АСПВ – асфальтосмолопарафиновые отложения;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

КЭС – кратковременная эксплуатация скважин;

КВЧ – количество взвешанных частиц;

МРП – межремонтный период;

ЧРП - частотно регулируемый привод;

СУ – станция управления;

ТМС - телеметрия скважин;

ПЭД – погружной электродвигатель;

КПЭС – кратковременно-периодическая эксплуатация скважин;

ПЧ – преобразователь частоты;

ВНР – водонефтяной раздел;

ППД – поддержание пластового давления;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ГОСТ – государственный стандарт**;**

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ГНО - глубинно - насосное оборудование.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 страница, в том числе 8 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 60 источников.

Ключевые слова: нефтедобыча, сверхкритические флюиды, повышение нефтеотдачи пластов, углекислый газ, разработка месторождений, технологии повышения нефтеотдачи пластов.

В настоящее время энергопотребление в каждой точке планеты Земля неизменно растёт. Основными источниками топлива являются, конечно же нефтепродукты, а также газ. Однако, при сжигании нефти, газа и нефтепродуктов в атмосферу выделяется огромное количество углекислого газа, что негативно влияет на экологическую обстановку во всем мире. Множественными исследованиями и испытаниями установлено, что углекислый газ может применяться в качестве агента для повышения нефтеотдачи пластов, закачка CO2 в пласт также решает проблемы его сбора и утилизации. В пример приведены некоторые свойства, такие как зависимость растворимости, в воде от давления и температуры, как углекислого газа, так и его смеси с нефтью.

Объектом исследования являются малодебитные скважины Западной Сибири.

Цель исследования – является анализ эффективности применения углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений.

Область применения: возможное применение на фондах где наблюдается малый дебит на нефтяных месторождениях.

Упомянуты современные технологии, позволяющие получать углекислый газ. Приведены примеры использования углекислого газа на месторождениях, а также результаты приведенных испытаний. Сделаны выводы о необходимости дальнейших исследований в направлении сверхкритического состояния веществ, в частности углекислого газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 10
1. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ 12
1.1 Физико-химические свойства CO2. Взаимодействие с пластовым флюидом и породами, слагающими пласт 14
1.2 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти 18
1.3 Взаимодействие углекислоты и пластовых нефтей 23
2. ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С 29
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА 29
2.1 Основные типы технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO2 30
2.2 Анализ источников CO2 40
2.3 Особенности, возможные осложнения и недостатки использования диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи 42
3. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СМЕСЕЙ УГЛЕКИСЛОТЫ И..... 45
ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ 45
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... 50
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... 51
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений..... 51
4.1.2 SWOT-анализ..... 54
4.2 Планирование научно-исследовательских работ 56
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования 56
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения..... 57
4.3 Бюджет исследования в рамках ВКР 60

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования 60
4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования 64
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы 65
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления 67
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования..... 68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... 74
5.2 Производственная безопасность..... 76
5.2.1 Анализ вредных факторов на производстве 78
5.2.1.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды 78
5.2.1.2 Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания 79
5.2.1.3 Превышение уровня вибрации и шума 81
5.2.1.4 Освещение рабочей зоны..... 82
5.2.1.5 Монотонность труда..... 83
5.2.1.6 Укусы животных 83
5.2.2 Анализ опасных факторов 83
5.2.2.1 Движущиеся части механизмов..... 84
5.2.2.2 Химические реагенты..... 84
5.2.2.3 Работа с сосудами под высоким давлением 85
5.2.2.4 Образование электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства..... 86
5.2.2.5 Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов 87
5.2.2.6 Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов 88
5.2.2.7 Радиация..... 88
5.3 Экологическая безопасность 89
5.3.1 Защита атмосферы..... 89
5.3.2 Защита гидросферы 90

5.3.3 Защита литосферы 90
5.3.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях 91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 94
ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ 96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 97

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть является одним из основных мировых ресурсов, а в нашей стране занимает в топливно-энергетическом балансе основное место.

Для повышения экономической составляющей разработки месторождений и снижения капитальных вложений весь срок разработки подразделяют на три этапа: первый этап используется в рамках максимально естественной энергией пласта для добычи нефти, второй этап реализуется за счет поддержания пластового давления путем закачки воды или газа, и третий этап это этап повышения эффективности разработки месторождений, когда применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В современном этапе нефтяной промышленности без применения методов интенсификации добычи из пласта добывается около 25% нефти, а при применении вторичных методов добычи нефти коэффициент извлечения нефти едва достигает 40%. Также большинство месторождений вступает в позднюю стадию разработки, которая характеризуется интенсивным снижением добычи нефти и значительным ростом обводненности, а также неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку. - в пластах, залегающих на больших глубинах, - свыше 4500 м [1].

Следовательно, актуальным является решение задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно, для данных целейактивно используют третичные методы повышения нефтеотдачи, а именно химические методы.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается

неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Актуальность данной работы: необходимость поддержания требуемого уровня добычи нефти на месторождениях, на которых классические МУН неэффективны.

Целью работы является анализ эффективности применения углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть технологии, использующие углекислый газ, с целью повышения нефтеотдачи.

2. Выявить критерии эффективной применимости технологий закачки CO_2.

3. Определить основные преимущества и недостатки использования диоксида углерода.

1. Основные теоретические положения применения углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти

В скважинах, где традиционные методы их заканчивания непригодны по геолого-техническим и экономическим соображениям, в последние годы все больше используются современные системы заканчивания скважин открытым стволом. Проведенный авторами анализ применимости таких систем имеет не только теоретическое, но и чисто практическое значение.

В условиях, когда целесообразность применения традиционных методов заканчивания скважин по геолого-техническим и/или экономическим соображениям низка, важно достичь чистоты призабойной зоны ствола скважины (ПЗС). Это обусловлено тем, что в открытом стволе углеводороды просачиваются в скважину непосредственно через стенки скважины, в отличие от традиционных методов, когда перфорационные каналы или трещины, образованные гидроразрывом, позволяют сообщить ствол скважины с незагрязненным пластом.

При освоении скважины без химической очистки ПЗС достигаются удовлетворительные результаты, определенные, как правило, только по начальному этапу испытаний. В то же время для некоторых методов заканчивания (без спуска обсадной колонны, со спуском перфорированного или только сетчатого фильтра) длительность таких результатов с учетом времени работы скважины и/или управления разработкой залежи в целом остается труднопредсказуемой.

В дополнение к простому ухудшению добычи нефти/газа неравномерная очистка ПЗС от фильтрационной корки (особенно в протяженных участках открытого ствола и системах заканчивания гравийной набивкой) способна привести к снижению эффективности нагнетания, неравномерному дренажу коллектора, снижению эффективности обработок пласта и/или преждевременному прорыву воды или газа.

В целях поддержания пластового давления на нефтяных залежах, еще до применения заводнение, с 1917 г. применяли закачку газа. Однако позже, после того как повсеместно стало применяться заводнение, было установлено, что газ является менее эффективным рабочим агентом, чем вода.

Это обуславливается его малой вязкостью, которая в 10-15 раз меньше чем у воды, а, следовательно, и высокой подвижностью из-за которой газ быстро прорывается к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым слоям, снижая их дебиты и уменьшая охват пластов процессом вытеснения.

На сегодняшний день было разработано и улучшено множество методов увеличения нефтеотдачи среди которых находят свое применение и газовые методы. Одним из направлений применения таких МУН является довытеснение остаточной нефти из заводненых пластов путем применения рабочих агентов, полностью растворяющихся в нефти, то есть не образующих границу раздела фаз. Отличительной особенностью данных методов является то, что они могут применяться на любой стадии разработки. Одной из разновидностей газовых методов является закачка не углеводородных газов к которым относится диоксид углерода

Физико-химические методы применяют в целях увеличения коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением, вследствие этого они связаны с закачкой различных реагентов в добывающие и нагнетательные скважины. Данные методы из всех применяемых на месторождениях в России нашли наибольшее применение.

Физико-химические методы увеличения можно разделить на три этапа:

– Методы, направленные на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием (полимерное заводнение, закачка гелеобразующих составов);

– Методы, направленные на увеличение вытеснения (закачкаповерхностно-активных веществ, щелочное заводнение);

– Комбинированные методы, направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием, данные

технологии могут быть использованы в различных сочетаниях, таких как щелочно-полимерный (AP), поверхностно-активное вещество-полимер (SP) и щелочь-ПАВ-полимер композиция (ASP).

Снижение поверхностного натяжения, вызываемое поверхностно-активным веществом, изучается уже в течение последних 50 лет в качестве перспективного метода, который позволяет увеличить нефтеотдачу пластов. В последние годы все больше внимания привлекают технологий ASP и химии поверхностно-активных веществ, и считаются наиболее перспективными комбинированными МУН

1.1 Физико-химические свойства CO2. Взаимодействие с пластовым флюидом и породами, слагающими пласт

Углекислый газ относится к классу кислотных оксидов, т.е. при взаимодействии с водой он образует кислоту, которая называется угольная. Угольная кислота химически неустойчива и в момент образования сразу же распадается на составляющие, т.е. реакция взаимодействия углекислого газа с водой носит обратимый характер:

$CO_2 + H_2O \leftrightarrow CO_2 \times H_2O(solution) \leftrightarrow H_2CO_3$.

При нагревании углекислый газ распадается на угарный газ и кислород:

$2CO_2 = 2CO + O_2$.

Как и для всех кислотных оксидов, для углекислого газа характерны реакции взаимодействия с основными оксидами (образованными только активными металлами) и основаниями:

$CaO + CO_2 = CaCO_3$;

$Al_2O_3 + 3CO_2 = Al_2(CO_3)_3$;

$CO_2 + NaOH(dilute) = NaHCO_3$;

$CO_2 + 2NaOH(conc) = Na_2CO_3 + H_2O$.

Углекислый газ не поддерживает горения, в нем горят только активные металлы:

$CO_2 + 2Mg = C + 2MgO$ (t);

$CO_2 + 2Ca = C + 2CaO$ (t).

Углекислый газ вступает в реакции взаимодействия с простыми веществами, такими как водород и углерод:

$CO_2 + 4H_2 = CH_4 + 2H_2O$ (t , kat = Cu_2O);

$CO_2 + C = 2CO$ (t).

При взаимодействии углекислого газа с пероксидами активных металлов образуются карбонаты и выделяется кислород:

$2CO_2 + 2Na_2O_2 = 2Na_2CO_3 + O_2\uparrow$.

Качественной реакцией на углекислый газ является реакция его взаимодействия с известковой водой (молоком), т.е. с гидроксидом кальция, в которой образуется осадок белого цвета – карбонат кальция:

$CO_2 + Ca(OH)_2 = CaCO_3\downarrow + H_2O$.

Согласно существующих прогнозов уже через 10 лет доля добычи лёгкой нефти в России сократится до 15÷20 % от настоящего уровня, а выявленные запасы высоковязких углеводородов превысят 50 %. Возрастание разведанных труднодобываемых нефтей предопределяет необходимость повышения эффективности их извлечения, и, в частности, разработки методов увеличения нефтеотдачи пластов [1].

Это обусловлено тем, что коэффициент нефтеотдачи традиционными методами на многих из указанных месторождениях редко превышает 25÷30 %.

К числу наиболее перспективных разработок могут быть отнесены термотропные гелевые композиции с улучшенными реологическими свойствами, получаемые в пластовых условиях.

К ним относятся гелеобразующий состав «Галка-Термогель» по ТУ 2163-015-00205067-01 на основе гидроксохлорида алюминия, карбамида и уротропина, композиция из полиакриламида, хлорида алюминия, карбамида и воды, реагентная смесь, включающая титановый коагулянт, гидроксохлорид алюминия, карбамид и воду.

Диоксид углерода (CO_2, углекислый газ, двуокись углерода) –

бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м³. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет. Критическая температура - 31 °С; критическое давление – 7,38 МПа [5]. Фазовая диаграмма углекислого газа в координатах давление-температура представлена на рисунке 1

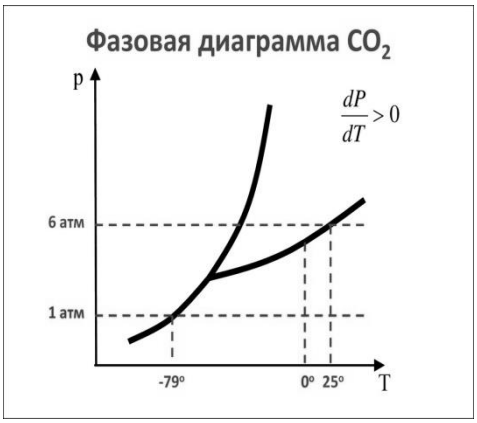


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма диоксида углерода

На рисунке 2 представлен график зависимости вязкости двуокиси углерода от температуры при различных давлениях, согласно которому, вязкость CO2 в пластовых условиях значительно ниже чем вязкость нефти.

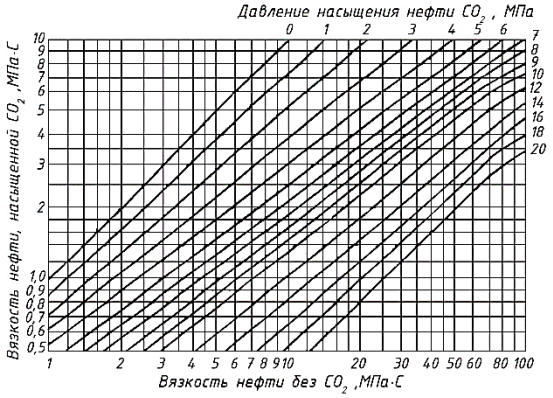


Рисунок 2 - Зависимость вязкости нефти от температуры при различных давлениях

Как правило, растворение диоксида углерода в нефти приводит к увеличению ее объема на 10 – 40%. Однако в некоторых случаях этот

показатель может достигать 60% [8]. Основными параметрами, влияющими на степень набухания являются давление, температура и состав нефти.

Важным явлением взаимодействия двуокиси углерода с нефтью является то, что при взаимодействии легкие компоненты последней растворяются в CO_2, то есть экстрагируются. Экстрагирование легких углеводородов тем интенсивнее, чем выше давление. Эмпирически установлено, что при наличии в нефти достаточного количества легких углеводородов и значений пластовых давлений и температуры равных критическим значениям образующихся в пористой среде смесей, то наблюдается полное смешивание нефти с двуокисью углерода. При снижении давления происходит разделение смеси на нефть – углекислый газ, начинается экстрагирование легких компонентов нефти, сопровождающееся утяжелением оставшейся нефти, уменьшением ее объема и увеличением плотности и вязкости. Таким образом снижается подвижность нефти оставшейся за фронтом вытеснения CO_2 .

Кроме того, диоксид углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти удерживаемой поверхностными силами на зернах породы и значительно снижает вероятность разрыва водной пленки, тем самым давая возможность каплям нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаться в поровых каналах увеличивая таким образом фазовую проницаемость нефти [6].

Так же необходимо отметить тот факт, что в присутствие двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц, а химическое взаимодействие углекислого газа с породой (в частности известняка) увеличивает ее проницаемость по воде.

Растворимость двуокиси углерода в нефти зависит от ее состава и молекулярной массы, а так же от давления и температуры. С уменьшением, молекулярной массы углеводородов растворимость в них CO2 возрастает. В очень легкой нефти наблюдается полное смешивание при давлениях 5,6 – 7 МПа, в тяжелой нефти двуокись углерода растворяется не полностью с

образованием осадка из смол, твердых парафинов и т.д. [7]. Увеличение давления и уменьшение температуры так же сопровождается увеличением растворимости CO2.

По сравнению с водой, растворимость углекислого газа в нефти в 4-10 раз лучше. В связи с этим он может переходить из водного раствора в нефть в результате чего наблюдается эффект значительного снижения межфазного натяжения между водной и нефтяной фазой и вытеснение приближается к смешивающему.

Углекислый газ способствует уменьшению вязкости (рис. 6) и увеличению объема нефти. Необходимо отметить тот факт, что вязкость нефти снижается тем сильнее, чем выше ее начальное значение. Особенно сильное снижение отмечается в тяжелой нефти. Снижение вязкости в свою очередь повышает относительную проницаемость нефти и улучшает отношение подвижности вытесняющего и вытесняемого агента, что положительно сказывается на коэффициенте извлечения нефти [8].

Увеличение объёма нефти (набухание) сопровождается повышением насыщенности порового пространства углеводородами, следовательно, относительная проницаемость для нефти увеличивается. Кроме того, увеличение объема капель остаточной нефти способствует вытеснению ее из порового пространства снижая тем самым остаточную нефтенасыщенность.

1.2 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти

Одним из преимуществ метода закачки двуокиси углерода с целью повышения нефтеотдачи является тот факт, что углекислый газ растворяется в нефти и в пластовой воде в большей степени относительно других газов, применяемых на месторождениях.

Так же при закачке в пласт происходит уменьшение межфазного натяжение на границе воды и нефти. Происходит неизбежное увеличение

смачиваемости породы водой, а также переход нефтяной пленки, находящейся на породе из пленочного в капельное состояние. Как уже известно с увеличением содержания углекислого газа в воде, эффективность вытеснения остаточной нефти увеличивается. Однако степень минерализации воды негативно влияет на степень растворимости газа в воде и нефти. Т.е. с повышением минерализации воды, растворимость CO_2 понижается [2].

Одним из главных преимуществ данного метода является способность двуокиси углерода увеличивать подвижность нефти. Согласно законам термодинамики, если степень расширения нефти высока, то часть адсорбционного слоя нефти в порах будет освобождаться, таким образом вязкость под влиянием газа, который растворен в нефти будет понижаться, а нефть будет становиться более подвижной. Этот эффект очень хорошо заметен, при взаимодействии с высоковязкими нефтями. Экспериментально было доказано что, если закачивать углекислый газ в жидком состоянии, а также при условии, что температура пласта будет близка к критическому значению, эффективность будет высокой.

Наибольшая эффективность будет достигаться при вытеснении нефти углекислым газом, при смешивающемся вытеснении, которое может возникать только при условии, когда пластовое давление будет выше давления смесимости. Это давление зависит как от состава нефти, так и от давления насыщения. Вытеснение нефти углекислым газом сложный процесс, в котором неизбежно происходят различные эффекты массообмена, капиллярные и гравитационные процессы.

При нагнетании в пласт карбонизированной воды, основным преимуществом является относительно низкий расход CO_2, по сравнению с другими способами его использования [2].

При непрерывной закачке двуокиси углерода, достигается более высокий коэффициент вытеснения по сравнению с другими способами использования CO_2. Достигается это тем, что перед вытесняющим агентом формируется вал нефти, который возможен только при смешивающемся

вытеснении. Однако применение данного метода создает вязкостную неустойчивость, что в некоторых случаях может очень сильно понизить коэффициент охвата или даже привести к раннему прорыву двуокиси углерода к добывающим скважинам.

Чередующая закачка CO_2 и воды в пласт является более экономичной относительно других способов использования углекислого газа. Так как снижается объем, а значит и затраты на CO_2. Данный метод обладает таким преимуществом, как высокая эффективность для неоднородных пластов. Недостатком данного метода является снижение конечного коэффициента вытеснения нефти по сравнению с использованием непрерывного нагнетания двуокиси углерода.

Одним из основных недостатков применения закачки CO_2 в пласт является снижение коэффициента охвата по сравнению с тем же заводнением.

На ряду с этим, при поочередной закачке воды и углекислого газа, высока вероятность возникновения существенного осложнения – коррозии оборудования нагнетательных и добывающих скважин.

Также стоит отметить что, если смесимость с нефтью углекислого газа происходит не полностью, в нефти остаются только тяжелые фракции, т.к. углерод будет экстрагировать из нее легкие углеводороды, таким образом будет происходить снижение подвижности нефти, что существенно осложнит ее дальнейшее извлечение [2].

Следующим существенным недостатком данной технологии является то, что углекислый газ относится к газам, которые при насыщении парами воды обладают особенность образовывать кристаллогидраты.

Такой эффект может повлечь за собой формирование нежелательных при разработке асфальтено-смолисто-парафиновых отложений [2].

Уже на стадии промышленного испытания и внедрения методов увеличения нефтеотдачи, возникает вопрос наиболее эффективного их применения. Вопрос формулируется следующим образом: «Какой из методов повышения нефтеотдачи стоит выбрать, для наибольшего существенного

повышения извлекаемых запасов и уровня добычи нефти, при условии благоприятных экономических показателей, для заданного нефтяного месторождения (залежи), с определенными геолого-физическими свойствами и условиями разработки?» Получить ответ на данный вопрос достаточно сложно, так как для каждого месторождения (залежи) могут оказаться применимыми сразу несколько различных методов. Было доказано, что для того что бы выбрать наилучший метод, нужно принять во внимание следующие параметры:

– Свойства нефти и пластовой воды (вязкость, а также содержание парафинов, асфальтенов, смол, солей и серы);

– Нефтенасыщенность (водогазонасыщенность) пластов, степень их истощения и заводнения;

– Техническое состояние и расположение пробуренных скважин;

– Качество, характеристика и стоимость материально-технических средств, а также их наличие;

– Отпускная цена на нефть;

– Степень востребованности увеличения добычи нефти.

Все эти параметры в совокупности формируют многовариантную задачу, решить которую возможно только при специальных исследованиях и технико-экономическом анализе с определенными требованиями, которые задаются заранее. Первые три параметра в наибольшей степени, но менее однозначно определяют наиболее благоприятный метод увеличения нефтеотдачи пластов.

Опираясь на многочисленные опытно-промышленные испытания и лабораторные исследования методов увеличения нефтеотдачи пластов, которые проводились в нашей стране и за рубежом, были накоплены достаточно обширные знания и понимания о количественных критериях, которые характеризуют свойства пластовой нефти, воды, и пластов, для наиболее успешного их использования [4].

Лабораторными исследованиями и опытно промышленными

испытаниями было доказано, что для наиболее эффективного применения метода закачки в пласт CO_2 с целью повышения нефтеотдачи параметры должны быть следующими:

– Вязкость пластовой нефти <10-15 мПа·с. При вязкости нефти более 15 мПа·с происходит ухудшение условий смесимости CO_2 с нефтью;

– Нефтенасыщенность >30%. Высокая водонасыщенность нефтяного пласта, недопустима для применения метода закачки CO_2, так как его вытесняющая способность используется лишь на треть, а оставшаяся часть расходуется на водонасыщенную часть пласта, что не несет экономической пользы;

– Пластовое давление > 8–9 мПа. Для обеспечения наилучшей смесимости углекислого газа с пластовой нефтью, которая увеличивается с увеличением давления;

– Температура пласта – не ограничена;

– Проницаемость пласта – не ограничена;

– Толщина пласта <25 м. Так как толщина монолитного пласта более 25 м резко снижает эффективность из-за появления гравитационного разделения газа и нефти, а также снижает охват вытеснением;

– Трещиноватость неблагоприятна, а при сильно выраженной форме является недопустимым параметром. Так как предельная неоднородность пластов, может вызвать быстрый прорыв рабочего реагента в добывающие скважины и, как следствие, их нерациональное использование. Как известно в сильнотрещиноватых пластах при низком охвате рабочим агентом и малой дополнительной добыче нефти, даже при неоправданных затратах, быстро наступает предел экономической рентабельности процесса;

– Литология – не ограничена;

– Жесткость и соленость пластовой воды (наличие солей кальция и магния) неблагоприятна, а при сильно выраженной форме является недопустимым параметром. Метод закачки углекислого газа резко снижает свою эффективность при наличии большого количества солей магния и

кальция или солености пластовой воды, так как может происходить деструкция молекул, адсорбция химический реагентов, образование различного рода осадков, инверсии структуры и снижение вытесняющей способности растворов;

– Газовая шапка- неблагоприятна. Газовые шапки, обладающие в 20-100 раз более высокой проводимостью чем нефтенасыщенная часть пласта, окажутся под воздействием нагнетаемого CO_2, в результате чего будет происходить неэффективный расход нагнетаемого рабочего агента;

Глинистость коллектора <10%. Наличие высокого содержания глины в нефтеносных пластах (более 10%) недопустимо, в связи с ростом адсорбции химических продуктов с увеличением глинистости, рост адсорбции в свою очередь приводит к снижению эффективности метода закачки углекислого газа [4].

1.3 Взаимодействие углекислоты и пластовых нефтей

CO_2 одновременно растворяется в воде и в нефти, также существует возможность последующего межфазного перехода, при закачке в пласт двуокиси углерода.

Значительный вклад в увеличение нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть, вносит увеличение ее объема за счет углекислого газа. Чем выше начальное значение вязкости пластовой нефти, тем больше будет эффект ее снижения, именно такова зависимость интенсивность снижения при растворении в нефти CO_2. Именно это снижение наиболее наглядно отражает эффективность вытеснения высоковязких нефтей, так как для месторождений данной категории этот эффект играет важнейшую роль [3].

Происходит снижение вязкости пластовой нефти, а ее объем увеличивается в 1,5-2 раза, плотность повышается, в результате растворения в нефти двуокиси углерода, происходит процесс так называемого «набухания» нефти (рис. 3).

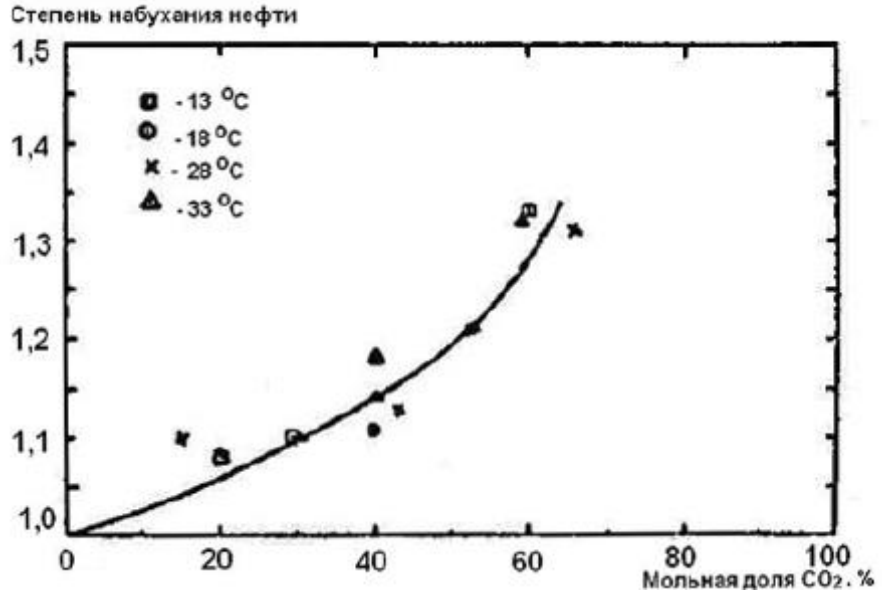


Рисунок 3 – Степень набухания нефти в результате растворения в ней диоксида углерода

Значительную роль при использовании CO_2 играет давление в пласте, ведь если давление будет превышать давление смешивания диоксида углерода с нефтью в пластовых условиях, то вытеснение будет являться смешивающим, иными словами вытеснение нефти будет происходить углекислым газом в качестве растворителя.

В этом случае, в пласте возникнут несколько зон:

– Зона, в которой находится чистый CO_2.

– Переходная зона (от свойств агента, который закачивают, до свойств первоначальной нефти).

– Зона, в которой находится пластовая нефть.

Если залежь будет охвачена заводнением и в нее будет нагнетаться CO_2, то в таком случае в пласте возникнет дополнительная зона, данная зона будет полностью состоять из углекислого газа, в данном случае следствием будет формирование вала нефти, вытесняющего пластовую воду к забоям добывающих скважин, что является нежелательным [1].

Для оценки эффективности использования метода закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи обращают внимание на изменение, в

большую сторону, объема нефти в результате растворения в ней CO_2, а также на изменение ее вязкости, в меньшую сторону. Эти два параметра являются основными при определении эффективности использования рассматриваемого метода [1].

Отмечается, что при использовании углекислого газа в качестве агента вытеснения остаточной нефти себестоимость нефти резко увеличивается, связанно это с основным недостатком данной технологии, углекислый газ обладает очень высокой коррозионной активностью, а значит при использовании данного газа, нужно оборудовать скважину коррозионностойким оборудованием, а также использовать подобное оборудование при хранении, нагнетании в пласт и транспортировке углекислоты.

Диоксид углерода в качестве агента вытеснения остаточной нефти также обладает еще одной нежелательной особенностью, так при неполном смешивании с нефтью, он может значительно повышать затраты на ее извлечение, в связи с тем, что CO_2 способен значительно понизить подвижность пластовой нефти [3].

Однако диоксид углерода в качестве агента вытеснения остаточной нефти достаточно эффективен в связи с тем, что он оказывает положительное влияние на концентрацию углекислого газа в атмосфере, обладает достаточно высокой экономической выгодой относительно утилизации газа, путем закачки его в нефтенасыщенные пласты, метод является простым и относительно дешевым.

По всему миру метод, заключающийся в закачке CO_2 в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи, применяется и реализуется в нескольких видах:

– Технология закачки углекислого газа, основанная на закачке в пласт карбонизированной воды (насыщенной CO_2);

– Технология закачки углекислого газа, основанная на закачки в пласт углекислого газа в жидком или газообразном виде без иных вспомогательных агентов;

– Технология закачки углекислого газа, основанная на закачки в пласт CO_2 в сверхкритическом состоянии.

Вода, насыщенная углекислым газом, закачивается в пласт, где создается оторочка вытесняющего агента, который в свою очередь вытесняет остаточную нефть. Метод закачки воды, насыщенной углекислым газом, по своей эффективности выше, чем классическое заводнение, так как добавление диоксида углерода дает эффект понижения вязкости воды, при растворении в ней углекислоты. Но метод менее эффективен по сравнению с комплексным воздействием CO_2, в жидком или газообразном состоянии, на пласт.

Если после закачки углекислого газа в чистом виде, произвести закачку карбонизированной воды, эффективность метода будет значительно выше, причиной, предположительно, является тот факт, что под действием углекислого газа происходит увеличение объема нефтяной пленки и тяжелых компонентов на стенках пор, а затем происходит уменьшение их площади контакта со стенками пор, трещин и каверн, совокупность этих процессов значительно облегчает вымывание пленочной нефти и ее компонентов из данных пустот [5].

Из всех на данный момент известных методов увеличения нефтеотдачи на основе углекислого газа, новейшим и наиболее перспективным является метод закачки в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии, он обладает огромным потенциалом в извлечении высоковязких нефтей. CO_2 в таком состоянии обладает высокой эффективностью в качестве растворителя и является экологически чистым. Еще одной особенность углекислого газа в таком состоянии является эффект, позволяющий диоксиду углерода при увеличении давления и плотности, неизменной температуре повышать свою растворяющую способность.

Углекислый газ в сверхкритическом состоянии переходит в газообразное, при утечке в окружающую среду, данный факт доказывает экологическую безвредность CO_2 в таком виде. Углекислый газ в своем естественном виде не способен принести вред окружающей среде, ведь он является неотъемлемым компонентом жизнедеятельности живых организмов и определенных количествах постоянно присутствует в окружающей среде [4].

Растворимость CO2 в воде с увеличением давления возрастает. Массовая доля его не превышает 6 %. С повышением температуры до 80 °С и минерализации воды растворимость CO2 уменьшается. С увеличением концентрации двуокиси углерода вязкость воды возрастает. Растворимость углекислого газа в нефтях является функцией давления, температуры, молекулярной массы и состава нефти. С уменьшением молекулярной массы углеводородов растворимость СОэ в них возрастает. С очень легкими нефтями СОг смешивается полностью при давлениях 5,6 -- 7 МПа. Тяжелые нефти в жидкой двуокиси углерода растворяются не полностью -- нерастворимый остаток состоит из тяжелых углеводородов (смол, твердых парафинов и т. д.). С увеличением соотношения объема жидкой углекислоты к объему нефти в смеси растворимость нефти возрастает.

Для характеристики состава и свойств нефти часто используется эмпирический параметр, впервые введенный Ватсоном, который называется характеристическим фактором. Он зависит от содержания в нефти углеводородов различного группового состава. Характеристический фактор для парафиновых нефтей уменьшается с увеличением в них нафтеновых углеводородов. Его значение еще меньше для иефтей, содержащих значительные количества ароматических углеводородов.

Для увеличения нефтеотдачи пластов углекислый газ в качестве вытесняющей нефть оторочки нагнетается в сжиженном виде в пористую среду и затем проталкивается карбонизированной водой.) По результатам лабораторных исследований при объеме оторочки жидкой углекислоты, равном 4--5 % от объема пор обрабатываемого участка, нефтеотдача

возрастает более чем на 50 % по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении. Углекислый газ -- эффективное средство увеличения нефтеотдачи как карбонатных коллекторов, так и песчаников, в которых пластовое давление составляет 5,6 МПа и более, а температура изменяется в пределах 24--71 °С.

Значительные количества необходимого углекислого газа можно получить путем улавливания его из дымовых и других газов. Углекислый газ является побочным продуктом ряда химических производств. Встречаются в природе также залежи углекислого газа с примесями других газов.

В заключение следует отметить, что углекислый газ в нефтепромысловом деле применяется также для охлаждения забоев скважин (используется CO2 в твердом, виде) с целью повышения эффективности кислотных обработок. Холодная соляная кислота способна проникать в карбонатный пласт в удаленные от забоя скважин зоны, сохраняя свою активность. Кроме того, само добавление CO2 в соляную кислоту также улучшает результаты обработок скважин вследствие замедления скорости реакции.

2. Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода

Согласно существующих прогнозов уже через 10 лет доля добычи лёгкой нефти в России сократится до 15÷20 % от настоящего уровня, а выявленные запасы высоковязких углеводородов превысят 50 %. Возрастание разведанных труднодобываемых нефтей предопределяет необходимость повышения эффективности их извлечения, и, в частности, разработки методов увеличения нефтеотдачи пластов [1].

Это обусловлено тем, что коэффициент нефтеотдачи традиционными методами на многих из указанных месторождениях редко превышает 25÷30 %.

К числу наиболее перспективных разработок могут быть отнесены термотропные гелевые композиции с улучшенными реологическими свойствами, получаемые в пластовых условиях. К ним относятся гелеобразующий состав «Галка-Термогель» по ТУ 2163-015-00205067-01 на основе гидроксохлорида алюминия, карбамида и уротропина, композиция из полиакриламида, хлорида алюминия, карбамида и воды, реагентная смесь, включающая титановый коагулянт, гидроксохлорид алюминия, карбамид и воду. В пластовых условиях повышение температуры водного раствора на их основе до 80-120°С инициирует взаимодействие мочевины с гидроксохлоридом алюминия или с другими компонентами, что приводит к образованию диоксида углерода и качественного геля, который превосходит по своим характеристикам известные гели-аналоги.

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих добывать углеводороды в осложненных условиях. Одним из таких методов является вытеснение нефти путем закачки углекислого газа (CO_2) в пласт.

Закачку углекислого газа для повышения нефтеотдачи начали применять с середины пятидесятых годов. За это время были изучены

механизмы физико-химического взаимодействия углекислого газа с водой, нефтью и породой; определены особенности вытеснения нефти при использовании двуокиси углерода; рассмотрены преимущества и недостатки по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи [9].

В отличие от других газов при использовании CO2 в качестве вытесняющего агента можно достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи. В лабораторных условиях, при неограниченной смесимости, коэффициент вытеснения нефти может достигать 100 %

Выделяют различные подходы к применению углекислого газа:

1. Закачка карбонизированной воды;
2. Непрерывное нагнетание CO2;
3. Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины
4. Закачка оторочки CO2 с последующей закачкой воды;
5. Вытеснение нефти чередующейся закачкой CO2 и воды;
6. Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO2;
7. Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process)

2.1 Основные типы технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO2

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в

зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах (Рис. 4).

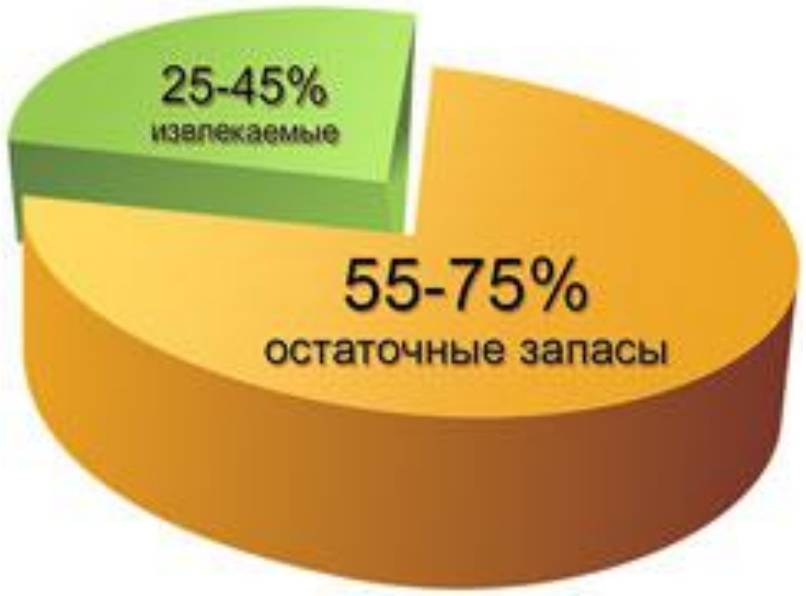


Рисунок 4 - Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил) (Рис. 5).

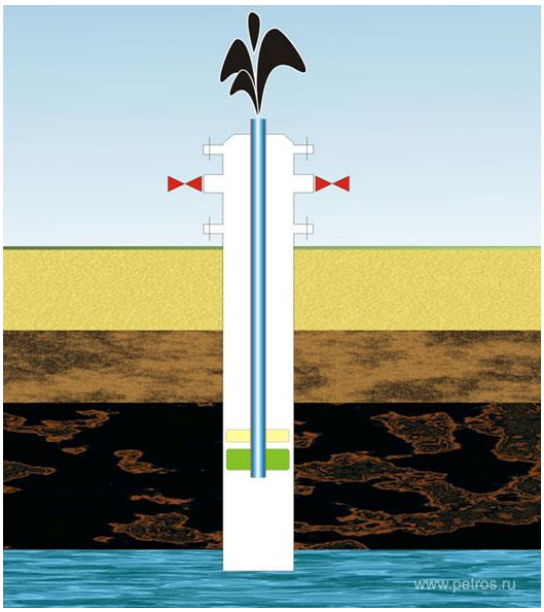


Рисунок 5- Естественная энергия пласта

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными (Рис. 6).

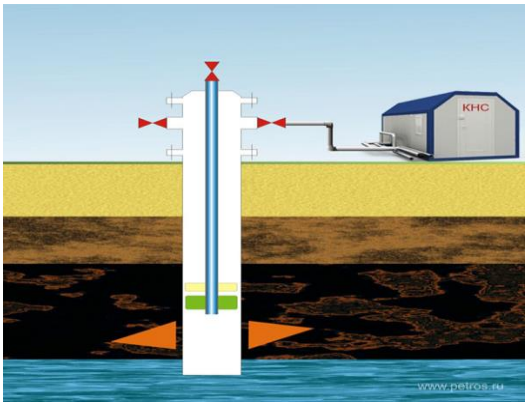


Рисунок 6 - Закачка воды/газа

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН) (Рис. 7).

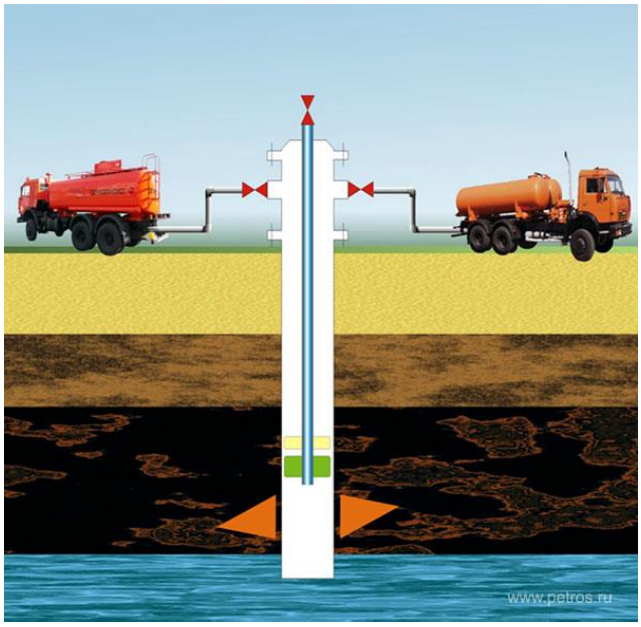


Рисунок 7 - Применение МУН

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи.

Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

Опыт показывает, что при закачке CO_2 нужно учитывать неоднозначность получаемых результатов, возможность побочных эффектов (выпадение осадков в пласте, коррозия нефтепромыслового оборудования), вероятность быстрого прорыва реагента к забоям добывающих скважин,

необходимость транспортировки значительного количества CO2 на большие расстояния, специфические требования к используемому оборудованию, например, к разъемам и уплотнительным устройствам, средствам перекачки.

Углекислый газ или двуокись углерода образует жидкую фазу при температуре ниже 310С. При температуре выше 310С двуокись углерода находится в газообразном состоянии, при давлении меньшем 7.2 МПа из жидкого переходит в парообразное.

Образующаяся при растворении CO2 в воде угольная кислота H2CO3 растворяет цемент в породе пласта и при этом повышает проницаемость. Двуокись углерода в воде способствует разрыву и «отмыву» пленочной нефти, покрывающей зерна породы и уменьшает возможность разрыва водной пленки.

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с CO2 (двуокись углерода) будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение).

В пласте образуются три зоны.

1. Зона первоначальной пластовой нефти

2. Переходная зона

3. Зона чистого CO2

Если CO2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

Диоксид углерода обладает нефтевытесняющими свойствами, благодаря его способности.

1. Хорошо растворяется в нефти и в пластовой воде, и наоборот, может растворять в себе нефть и воду.

2. Уменьшает вязкость нефти, и повышает вязкость воды при растворении в них, снижая подвижность воды относительно нефти.

3. Увеличивать объем нефти при растворении в ней CO2 и повышать эффективность вытеснения и «доотмыва» нефти.

4. Снижать межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшать

смачиваемость породы водой при растворении в нефти и воде и обеспечивать переход нефти из пленочного состояния в капельное.

5. Увеличивать проницаемость отдельных типов коллекторов в результате химического взаимодействия угольной кислоты и скелета породы.

Частичная или полная смесимость углекислого газа с нефтью влечет за собой изменение ее реологических свойств и способствует вовлечению в разработку ранее не задействованной нефти. Значительное влияние на процесс вытеснения нефти диоксидом углерода влияют условия насыщения и предшествующее вытеснение

1. Заводнение карбонизированной водой Является наиболее простым способом подачи углекислого газа в пласт и представляет собой нагнетание воды предельно или частично (3-5 %) насыщенной CO2. Научными исследованиями и последующей практикой установлено, что применение карбонизированной воды значительно увеличивает нефтеотдачу продуктивных пластов как с начала разработки нефтяного месторождения (на 10 – 15 %), так и для месторождений, на которых ранее уже применялось заводнение (на 8 – 10 %) [6, 16].

Данная технология предусматривает закачку через нагнетательные скважины карбонизированной воды при давлении превышающим давление насыщение воды углекислым газом в 1,1-2,3 раза. Действие карбонизированной воды заключается в том, что в пласте углекислый газ переходит из воды в оставшуюся за фронтом вытеснения нефть. В результате чего снижается вязкость нефти, увеличивается ее объем, уменьшаются поверхностное натяжение на границе нефть – вода и смачиваемость пород. Таким образом, фазовая проницаемость и фильтрационные характеристики нефти повышаются. При закачке карбонизированной воды в пласт она находится в предпереходном (слабоустойчивом) фазовом состоянии, под которым понимается такое состояние системы в близи структурно-фазового превращения, в котором наблюдаются аномалии структуры и свойств. В таком состоянии карбонизированная вода обладает неравновесными вязкоупругими

свойствами, а также повышенным расходом жидкости при ее фильтрации в пористой среде. При закачке такого агента в гидрофильные коллектора он теряет свои свойства и наблюдается снижение охвата залежи вытеснением, нефтеотдачи и приемистости нагнетательных скважин.

2. Непрерывное нагнетание CO2

Основным фактором при непрерывном нагнетании диоксида углерода в пласт является давление смесимости, которое определяет режим вытеснения нефти, а, следовательно, и эффективность применения технологии. Другое важное условие вытеснения нефти углекислым газом - чистота, от которой зависит смесимость с нефтью. Преимуществом непрерывной закачки CO2 является тот факт, что по сравнению с другими технологиями его применения удается достичь более высокого коэффициента вытеснения. Это происходит посредством того, что перед продвигающимся фронтом диоксида углерода образуется нефтяной вал, свойственный для процессов при смешивающемся вытеснении.

Данный метод широко используется в зарубежной практике для вытеснения остаточной нефти в обводнённых залежах путем постоянной закачки двуокиси углерода. Не смотря на это данная технология имеет ряд весьма существенных недостатков. Ввиду большой разницы вязкостей и плотностей диоксида углерода и нефти возможны быстрые прорывы CO2 к нагнетательным скважинам по высокопроницаемым пластам, гравитационное разделение и значительное уменьшение коэффициента охвата.

Кроме того, вытеснение нефти одним углекислым газом требует его больших расходов. Частично данную проблему можно решить с помощью применения комбинированной смеси ПНГ и CO2. Однако минимальное давление смешиваемости в этом случае будет значительно выше, а концентрация того или иного компонентов будет завесить от состава нефти и пластовых условий в каждом конкретном случае

3.Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины

Расширить область применения закачки CO2 позволяет технология,

разработанная и запатентованная компанией ПАО «Татнефть».

Данный способ позволяет разрабатывать слабопроницаемые, неоднородные коллектора путем циклической закачки углекислого газа, разработка которых непрерывным нагнетанием является малоэффективной и нецелесообразной. Хисамовым Р. С. и др. [20] был предложен метод заключающийся в подборе участка месторождения разброс в проницаемости, которого как по разрезу, так и по площади составляет от 0,001 мД до 2 мД.

После некоторого периода эксплуатации рассматриваемого участка, когда пластовое давление в процессе разработки снизится до 50-80 % от начального, предлагается начать циклический режим закачки углекислого газа в нагнетательные скважины, заключающийся в постепенном увеличении и уменьшении давления нагнетания, с одновременным синхронным регулированием режимов работы добывающих скважин. Циклическая закачка осуществляется до тех пор, пока текущее пластовое давления не восстановится до начального давления или близкого к нему (0.9 - 1.1 от Рнач), после чего закачка диоксида углерода прекращается, а добычу осуществляют при забойном давлении не менее давления насыщения нефти как углеводородным, так и углекислым газом.

По заявлению авторов, это позволяет повысить как коэффициент вытеснения нефти диоксидом углерода, так и коэффициент охвата пласта, а также минимизировать риск прорыва газа к добывающим скважинам.

4. Закачка оторочки CO2 с последующей закачкой воды

Как уже отмечалось при заводнении карбонизированной водой наблюдается отставание фронта концентрации CO2 от фронта вытеснения. Данного отставания можно избежать если нагнетать в пласт чистый диоксид углерода, в виде оторочки в объеме 10 – 30 % от объема пор, а затем продвигать его чистой или карбонизированной водой. Выделяют два метода осуществления данного процесса, так как оторочка может закачиваться как в жидком, так и газообразном состоянии.

В конечном счете по мере продвижения агента в пласте остаются только

пятая и шестая зоны. В случае небольшой оторочки углекислого газа с течением времени вторая и третья зона могут исчезнуть. В результате этого вода обгоняет диоксид углерода и наблюдается вытеснение нефти карбонизированной водой.

Отличительной особенностью применения CO2 от других растворителей или углеводородных газов является то, что даже небольшие оторочки углекислого газа обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи [6]. Сильная зависимость вытеснения нефти газообразными оторочками CO2 от условий гравитационного разделения, ограничивает применение данной технологии в пластах с высокой вертикальной проницаемостью.

5.Вытеснение нефти поочередной закачкой CO2 и воды

Нагнетая необходимый объем диоксида углерода небольшими порциями попеременно либо одновременно с водой (рис. 12) можно получить более высокую эффективность вышерассмотренного метода. В таком случае продолжительность между циклами, в зависимости от плотности сетки скважин, может изменяться от нескольких часов до месяца или более.

Основным фактором, влияющим на эффективность данного метода является отношение размеров порций нагнетаемых агентов, то есть газоводянного отношения при чередующейся закачке [6]. Таким образом оптимальное соотношение объемов диоксида углерода и воды должно обосновываться специальными исследованиями и расчётами исходя из реальных условий для каждого месторождения

6. Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO2

Основной проблемой при использовании CO2 для повышения нефтеотдачи является преждевременный прорыв газа к забоям добывающих скважин.

В целях снижения подвижности диоксида углерода и повышения охвата его воздействием возможно добавление различных химических агентов - пенообразующих ПАВ с целью образования стабильных пен, обладающих

повышенными показателями вязкости и эффективности. Использование пены позволяет добиться лучшего вытеснения нефти по сравнению с заводнением или вышерассмотренными технологиями применения диоксида углерода.

Данный эффект достигается благодаря тому, что применение пенообразующих веществ позволяет уменьшить гравитационное разделение флюидов и стабилизировать фронт вытеснения. Кроме того, пенообразующие растворы ПАВ в 10 раз сильнее снижают относительную проницаемость порового пространства по газу чем вода, что позволяет значительно снизить возможность прорыва углекислого газа и избирательно блокировать его в высокопроницаемых пропластках.

7. Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).

Представляет собой закачку диоксида углерода непосредственно в добывающую скважину с последующей ее остановкой для пропитки призабойной зоны пласта и последующей добычей нефти. Таким образом весь процесс можно разделить на три стадии: нагнетание углекислоты в пласт, выдержка скважины, освоение и добыча.

Нагнетание осуществляется как правило при средней скорости в 11 тонн диоксида углерода в час и, в зависимости от необходимого объема CO2, может продолжаться от 24 до 48 часов. Количество дней выдержки зависит как от физико-химических свойств нефти, так и геолго-физических характеристик пласта и может составлять от 1 до 40 суток.

Данная технология позволяет существенно снизить капитальные затраты на реализацию технологии, так как не требует обустройства специальных нагнетательных скважин.

Кроме того, данный метод позволяет реализовать доставку сжиженного диоксида углерода автомобильным транспортом, что является экономически более выгодным вариантом, чем строительство трубопровода, при условии, что имеется постоянное дорожное сообщение с месторождением, и его удалённость от источника диоксида углерода не превышает 300 км.

Газоциклическая закачка CO2 также может рассматриваться как

тестовый проект для проверки эффективности закачки углекислого газа в масштабах месторождения

Успешные опытно-промышленные испытания были проведены в 2017 году на одной из скважин Марьинского месторождения, которая была выведена из действующего фонда в связи с невозможностью добычи высоковязкой нефти (795 мПа·с в пластовых условиях) с помощью традиционных технологий. По заявлению компании применение технологии позволило снизить вязкость нефти в 10 раз.

Дебит скважины при вводе ее в эксплуатацию составил 8,6 т/сут [33]. 43 Обобщая опыты проведения газоциклической закачки можно сказать, что дополнительная добыча нефти прямо пропорциональна размеру оторочки углекислоты, закачиваемой в скважину на первом этапе и периоду выдержки скважины на втором [34].

2.2 Анализ источников CO2

Применение углекислого газа позволяет увеличить КИН в широком диапазоне геолого-физических свойств нефтяных пластов. Однако для получение 1 т дополнительной добычи нефти в среднем необходимо около 1000 м3 чистого диоксида углерода.

В связи с этим возникает необходимость в значительных объемах CO2, что является основным и наиболее весомым фактором, ограничивающим реализацию проектов с его применением, а также на прямую влияющим на рентабельность применения технологий, связанных с применением углекислого газа. Все источники диоксида углерода можно разделить на природные и техногенные (рис. 15). К первым относятся месторождения, содержащие диоксид углерода.

В основном он присутствует в недрах в виде попутного компонента углеводородных газов. На 01.01.2015 на Государственном балансе РФ числилось четыре месторождения – Астраханское, Западно-Астраханское, Поморское и Северо-Гуляевское, с суммарным запасом CO2 равным 601,6 млрд. м3 со средней концентрацией в 13,9 % [35]. При этом подавляющее большинство запасов (около 99%) сосредоточено в Астраханской области, остальные на шельфе Баренцева моря.

Рисунок 8- Классификация источников диоксида углерода

Также практически все города, которые сейчас реализуют проекты углеродной нейтральности, продвигают концепции каршеринга, райдшеринга, власти занимаются популяризацией электросамокатов, скутеров и других транспортных средств, которые не выбрасывают вредные вещества в атмосферу, занимая при этом минимум пространства на дороге.

В этом должны помогать и транспортные компании. Bolt, например, активно развивает идею райдшеринга, расширяет сеть электросамокатов в городах, постепенно переходит на использование в поездках на такси электромобилей. Недавно компания запустила глобальную инициативу Green Plan, в рамках который запланированы инвестиции в 10 млн евро в углеродно-нейтральные поездки до конца 2025 года.

Несмотря на то, что большинство проблем нашей планеты — прямой результат деятельности человека, сегодня общество потребления начинает осознавать важность ежедневного вклада в борьбу с изменением климата. Вопрос защиты окружающей среды перестает быть прерогативой природоохранных организаций. Масштаб проблемы заставляет нас всех объединиться. Люди всё чаще начинают выбирать углеродно-нейтральный транспорт вместо обычного, покупать биоразлагаемые пакеты или заказывать кофе без пластиковой крышки.

Всё это становится возможным в том числе и из-за своевременной реакции бизнеса на проблематику экологии. Современный бизнес не может функционировать, игнорируя вопросы охраны окружающей среды. Так, попытки многих крупных компаний прийти к углеродной нейтральности — начало очень важной для всех нас тенденции.

2.3 Особенности, возможные осложнения и недостатки использования диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи

Даже учитывая все преимущества ПНО - CO_2, данный метод имеет ряд недостатков. Самым существенным недостатком углекислого газа, как вытесняющего газа является его низкая вязкость, а как следствие его высокая подвижность и достаточно низкий коэффициент охвата. Как уже известно, что бы снизить эффект от данного недостатка используется поочередная закачка воды и CO_2 пенообразующие ПАВ, или как вариант, производят изоляцию высокопроницаемых интервалов пласта. Для увеличения коэффициента охвата принято использовать циклическое заводнение, либо вариации сетки скважин, то есть уплотнение или определенное размещение скважин [26].

Однако при использовании углекислого газа совместно с водой возникает второй серьезный недостаток данной технологии, именуемый коррозией. Отмечается, что больше всего коррозии подвержены оборудование

нагнетательных и добывающих скважин.

Однако коррозия оборудования не столь опасна, при условии использования различных ингибиторов и присадок. Более серьезные проблемы может вызвать коррозия при использовании и транспортировке диоксида углерода, появляется необходимость использования более дорогого оборудования, которое устойчиво к коррозии и ингибиторов против нее. Помимо этого, требуется использовать специальную фонтанную арматуру и более внимательно контролировать уплотнительные элементы скважины, а также околоскваженного оборудования, так как углекислый газ обладает повышенной проникающей способностью.

При анализе физико-химических свойств диоксида углерода, было установлено, что его растворение в нефти сопровождается понижением температуры. Данный эффект может, в ряде случаев, вызвать образование асфальтосмолопрафиновых отложений.

Возникает потребность дополнительных анализов, для качественного подбора ингибиторов образования АСПО и установок рекомендаций по термобарическим условиям при эксплуатации скважин. Еще одним затрудняющим использование технологии фактором является способность диоксида углерода при наличии свободной воды образовывать кристаллогидраты, этот фактор нужно принимать во внимание при закачке и транспортировке CO_2 по трубопроводам [28].

Также к серьезным недостаткам необходимо отнести способность диоксида углерода, при неполной смесимости с нефтью экстрагировать из нефти легкие компоненты, утяжеляя нефть, оставшуюся в пласте. Данный эффект может возникать и за фронтом вытеснения. Будут возникать дополнительные трудности при извлечении оставшейся нефти после экстрагирования, из-за сниженной подвижности. Частичное извлечение компонентов из нефти напрямую влияет и на КИН. Однако мировой опыт показал, что вытеснение остаточной нефти при несмешивающимся вытеснении, вызывает серьезный практический интерес и обладает

достаточной экономической эффективностью.

Помимо описанных выше ограничений для использования подобного рода технологий выделяют также и наличие необходимого объема агента, а также доступность его транспортировки до месторождений. Большая часть диоксида углерода (до 70 %), который закачивается в пласт, будет оставаться в пласте в застойных зонах и в тупиковых порах.

Данное свойство приводит к увеличению расхода диоксида углерода на тонну добытой остаточной нефти, в следствии чего повышаются затраты на реализацию проекта. Но стоит отметить, что при повышенном содержании CO_2 в нефти и в ПНГ, требуется его сепарировать и улавливать, а это вызывает дополнительные затраты, на специальное оборудование, а также его обслуживание [23].

3. Опыт применения смесей углекислоты и пластовой нефти

В пластовых условиях в зависимости от температуры и давления углекислый газ может находиться в газообразном, жидком, а также сверхкритическом состоянии. Критическая точка характеризуется температурой 31,2 °С и давлением 7,2 МПа. При температуре ниже 31,2 °С углекислый газ может находиться в жидкой фазе. Значение температуры, при которой двуокись углерода будет находиться в жидком состоянии, может увеличиться до 40 °С, если в составе будут присутствовать углеводороды.

При температуре выше 31,2 °С CO2 будет находиться в газообразном состоянии при любом давлении. В сверхкритическом состоянии плотность углекислого газа соответствует плотности жидкости, а вязкость и поверхностное натяжение – газу. В таком состоянии CO2 будет вытеснять нефть со снижением охвата неоднородных пластов, что характерно для маловязкого агента.

Закачка диоксида углерода при сверхкритических условиях при достижении вышеуказанной критической точки диоксида углерода (температура 31,10 ºС и давление 7,38 МПа) обеспечивает регулирование фильтрационного поля сверхкритического диоксида углерода, то есть такого состояния вещества, при котором исчезает различие между жидкой и газовой фазой, при этом сжиженный диоксид углерода переходит в сверхкритический флюид диоксида углерода (СКФ-CO2). Многие физические свойства сверхкритического флюида: плотность, вязкость, скорость диффузии, являются промежуточными между свойствами жидкости и газа.

В сравнении с жидкой фазой, СКФ- CO2 более сжимаемый, имеет больший мольный объем, что способствует образованию кластеров и нестойких комплексов, что положительно влияет па повышение растворимости. СКФ-CO2 способен эффективно растворять неполярные жидкости, например, нефть, включая ее тяжелые фракции. Это достоинство

объясняется высокой диффузионной способностью СКФ- CO2. в результате чего наблюдается снижение вязкости нефти в пластовых условиях.

Исследования, проведенные па добывающих скважинах на объектах ТПТ «РИТЭК-Самара-Нафта», показали, что чем выше исходная вязкость нефти, например, 330,9 мПа·с со скважины 301 и 785,1 мПа·с со скважины 402 (см. табл. 1), тем в большей степени наблюдается эффект снижения вязкости, например, при вязкости нефти в пластовых условиях 217,2 мПа·с и 151,9 мПа·с при 5% содержания диоксида углерода, вязкость нефти после воздействия диоксида углерода снизилась до 35,2 мПа·с и 12,4 мПа·с при 40 % содержания диоксида углерода в нефти

По результатам других экспериментов определено, что для однородного пласта чередующаяся закачка является эффективной, а оптимальный объем оторочки составляет от 9 до 12 % порового объема [11]. По мнению авторов данной статьи, после анализа лабораторных и промышленных экспериментов, в том числе на Радаевском месторождении, а также изучения научных трудов, посвященных данному вопросу, эффективность технология чередующейся закачки доказана. А применение такого варианта будет эффективным для неоднородных пластов, хотя степень эффективности может быть различной.

Следующим недостатком данной технологии является то, что диоксид углерода относится к газам, которые при насыщении их парами воды могут образовывать кристаллогидраты.

По некоторым оценкам исследуемой технологии отмечают, что если нет возможности обеспечить доставку диоксида углерода по доступной цене в необходимый срок, то велика вероятность упущения возможности повышения конечной нефтеотдачи.

В результате многочисленных порывов магистральный углекислотопровод пришел в аварийное состояние, дальнейшая эксплуатация его была признана нецелесообразной

Таблица 1. Опыт применения данной технологии

Параметры	Месторождение				
	Радаевское	Козловское	Сергеевское	Елабужское	Ольховское
Прогнозный прирост нефтеотдачи, %	12,80	10,40	10,40	8,00	12,40
Дополнительная добыча, млн. т	0,90	3,21	0,89	0,40	3,10
Годовая закачка CO2, тыс. т	430,0	400,0	165.0	140,0	400,0
Фактическая закачка на 01.07.89, тыс. т	787,2	110,1	73.8	58,3	-

По указанной причине несомненный интерес представляет газоциклическая подача жидкого диоксида углерода в нефтеносные пласты с помощью насосов, обеспечивающих давление около 20 МПа.

В технической и патентной литературе описаны различные устройства для закачки оторочки (столба жидкости) в скважину, включающее лифтовые трубы, перепускной клапан и пакер [8].

К их существенным недостаткам следует отнести ненадежность работы, особенно при закачке оторочки диоксида углерода с давлением 10 – 20 МПа[9].

В результате закачки 110 тыс. т жидкого CO2 на Козловском месторождении удельный эффект равен 0,125 т/т. Похожие проекты по закачке углекислого газа в пласт были реализованы на Сергеевском месторождении в 1984 г., где удельный эффект от закачки к июлю 1989 г. составил 0,23 т/т. Закачанный объем составил 73,8 тыс. т [11]. На Елабужском месторождении закачка CO2 была начата в 1987 г. Общий объем закачки составил 58,3 тыс. т. Был разработан проект для Ольховского месторождения.

Специалистам в данной области должно быть понятно, что раскрытая

концепция и раскрытый конкретный вариант осуществления могут быть легко использованы в качестве основы для модификации или проектирования других структур для выполнения тех же целей настоящего изобретения.

Специалистам в данной области техники должно быть также понятно, что такие эквивалентные конструкции не отходят от сущности и объема изобретения, изложенного в прилагаемой формуле изобретения.

Канадский стартап планирует построить самый большой в мире завод по удалению углекислого газа, который сможет выкачивать из воздуха полмиллиона тонн CO2 каждый год. Но в этом есть небольшая уловка.

Компания Carbon Engineering проектирует завод в Техасе вместе с дочерним предприятием нефтегазового гиганта Occidental, который является инвестором и главным потенциальным клиентом новой технологии. В свою очередь он будет закачивать углекислый газ под землю для добычи дополнительной нефти из своих нефтяных скважин – этот процесс известен как третичный метод нефтедобычи.

По крайней мере, это «однозначно лучше» современных методов добычи нефти, которые предполагают выброс большого количества углекислого газа из скважин в воздух.

Помимо этого, третичный метод нефтедобычи, использующий углекислый газ, «открывает новый путь к производству экологически нейтрального топлива».

Анализ Rhodium Group показал, что к 2030 в США необходимо будет захватывать до девяти миллионов тонн воздуха в год, чтобы достичь необходимого сокращения примерно к середине столетия. Для осуществления этого плана исследовательская группа рекомендует правительству США инвестировать несколько миллиардов долларов в исследования и разработки, принять федеральный мандат на топливо, полученное путем захвата воздуха, и увеличить налоговую льготу 45Q с $50 за тонну до $180.

Другими характеристиками источника CO2, существующими параметрами всасывания насоса и другими физическими свойствами,

соответствующими этому примеру, являются:

– Давление на входе насоса = 1835 фунтов на квадратный дюйм

– Диапазон температуры CO2 (градусы F) = от +40 (зима) до около +80 (летом)

– Плотность CO2=85 (фунт / куб.фут)

– Удельный вес при 60 град. F = 0,7522

– Молекулярная масса = 41,190

– Скорость потока = 3,5 миллиона стандартных кубических фунтов в день. Смесь CO2, описанная выше (превращается примерно в 1225 баррелей в день) [19].

Этот метод можно рассматривать как наиболее приоритетный метод увеличения нефтеотдачи пластов, при высокой вязкости нефти. Но в дальнейшем применение метода будет определяться в основном ресурсами природного CO2, так как потребности в нем примерно 1000–2000 м3 на тонну добычи нефти.

Перспективы применения CO2 на нефтяном месторождении для увеличения нефтеотдачи пластов довольно широкие. Так, расчеты по Е. В. Лозину, показали, что при реализации CO2 воздействия на рассматриваемом месторождении можно получить не менее 200 млн.т. дополнительной нефти. Проект при этом условии экономически рентабелен [3].. Из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов, использование двуокиси углерода является наиболее универсальным и перспективным.

Важным преимуществом метода заключается в возможности применения его в заводненных пластах и относительно простой реализации.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7Г1	Суханову Александру Федоровичу

Школа	ИШПР	Отделение Школы	Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска* *Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Отчисления во внебюджетные фонды 30 %*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Анализ конкурентных технических решений (НИ)*	*Расчет конкурентоспособности* *SWOT-анализ*
2. *Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)*	*Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования*
3. *Составление бюджета инженерного проекта (НИ)*	*Расчет бюджетной стоимости НИ*
4. *Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)*	*Интегральный финансовый показатель.* *Интегральный показатель ресурсоэффективности.* *Интегральный показатель эффективности.*
Перечень графического материала	
1. Оценка конкурентоспособности ИР 2. Матрица SWOT 3. Диаграмма Ганта 4. Бюджет НИ 5. Основные показатели эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7Г1	. Суханов А.Ф.		

4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской работы.

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.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи относится к газовым МУН, среди которых выделяют и воздействие на пласт углеводородным газом (ПНГ). Данный метод воздействия можно считать основным конкурентом ПНО-CO2 среди газовых методов. Основным преимуществом применения ПНГ является тот факт, что его добыча

осуществляется совместно с нефтью, и на его транспортировку не нужны дополнительные затраты. Кроме того, ужесточение требований к утилизации попутно-добываемого нефтяного газа является дополнительным фактором в пользу применения данного метода. Несмотря на это углекислый газ является более эффективным агентом для увеличения КИН по сравнению с ПНГ.

Низкие значения минимального давления смешиваемости и критических параметров давления и температуры, позволяют двуокиси углерода эффективнее вытеснять нефть из порового пространства. Таким образом его применение может быть экономически более выгодным, не смотря на дополнительные затраты, связанные с транспортировкой и закачкой углекислого га

Рассматриваемые технологии увеличения нефтеотдачи могут применяться в широком диапазоне геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств нефти. Потребность в значительных объемах и бесперебойной поставки диоксида углерода ставит необходимость в наличии по близости от месторождений источников CO2.

Таким образом потенциальными потребителями технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом являются нефтяные компании, занимающиеся добычей нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами находящихся на различных этапах разработки.

В связи с отсутствием на сегодняшний день природных источников двуокиси углерода на территории РФ, потенциальными источниками для реализации технологий ПВО – CO2 являются электростанции, цементные, нефте- и газоперерабатывающие заводы, предприятия черной металлургии, а также предприятия химического производства аммиака, этанол, этилена и т.д., на которых CO2 является побочным продуктом и может улавливаться существующими на сегодняшний день технологиями.

Применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи относится к газовым МУН, среди которых выделяют и воздействие на пласт углеводородным газом (ПНГ). Данный метод воздействия можно считать

основным конкурентом ПНО-CO2 среди газовых методов. Основным преимуществом применения ПНГ является тот факт, что его добыча осуществляется совместно с нефтью, и на его транспортировку не нужны дополнительные затраты.

Кроме того, ужесточение требований к утилизации попутно-добываемого нефтяного газа является дополнительным фактором в пользу применения данного метода. Несмотря на это углекислый газ является более эффективным агентом для увеличения КИН по сравнению с ПНГ. Низкие значения минимального давления смешиваемости и критических параметров давления и температуры, позволяют двуокиси углерода эффективнее вытеснять нефть из порового пространства.

Таким образом его применение может быть экономически более выгодным, не смотря на дополнительные затраты, связанные с транспортировкой и закачкой углекислого газа Применением других видов МУН, такими как химическими и тепловыми, в теории можно получить больший КИН чем при использовании двуокиси углерода.

Однако, как правило, это связано с большими расходами и зачастую бывает нерентабельно. Так же выгодным отличием применения двуокиси углерода в целях повышения нефтеотдачи является тот факт, что его можно применять на поздних стадия разработки месторождений с целью до извлечения остаточной нефти и вовлечение в разработку ранее не затронутых участков коллектора.

Применением других видов МУН, такими как химическими и тепловыми, в теории можно получить больший КИН чем при использовании двуокиси углерода. Однако, как правило, это связано с большими расходами и зачастую бывает нерентабельно. Так же выгодным отличием применения двуокиси углерода в целях повышения нефтеотдачи является тот факт, что его можно применять на поздних стадия разработки месторождений с целью до извлечения остаточной нефти и вовлечение в разработку ранее не затронутых участков коллектора.

4.1.2 SWOT-анализ

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

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа технологий ПНО - CO2 представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Применение на любой стадии разработки; С2. Применения на высоко обводнённых месторождениях; С3. Экологичность технологий; С4. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью и трудными геологическими условиями.	Сл1. Для большинства из технологий требуются значительные объемы углекислого газа; Сл2. Высокая коррозионная активность агента; Сл3. На сегодняшний день улавливание CO2 в России практически не реализуется; Сл4. На данный момент не разведаны природные источники CO2.
Возможности (В)	Угрозы

В1. Повышение КИН; В2. Снижение количества выбросов CO2 в атмосферу; В3. Совместное применение с химическими методами; В4. Поиск и применение природных скоплений CO2 являющиеся источником больших объемов дешевого диоксида углерода	У1. Аварии, поломки оборудования и трубопроводов; У2. Остановки процесса закачки; У3. Альтернативные способы снижения CO2 в электроэнергетическом секторе У4. Неверный подбор технологии и условий ее применения, который может повлечь за собой ухудшение проницаемости коллектора и утяжеления нефти в пласте

Результаты научно – исследовательской работы могут быть устаревшими, если на рынке появятся материалы с высокими свойствами и стоимостью.

Таблица 3 - Интерактивная матрица проекта. Сильные стороны и возможности проекта

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

В1С1С4; В2С1С2С3С4.

Таблица 4 - Интерактивная матрица проекта. Сильные стороны и угрозы проекта

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

У1С2С3С4; У2С1С3С4; У3С1; У4С1С2С3С4.

Таблица 5 - Интерактивная матрица проекта. Слабые стороны и возможности проекта

Слабые стороны проекта		
Возможности проекта		Сл1
В1	+	
В2	-	

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 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 6:

Таблица 6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка темы диссертации	1	Составление и утверждение темя диссертации, утверждение плана-графика.	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения диссертации.	Инженер, Научный руководитель
Теоретические исследования	3	Изучение академической литературы и конкурентных решений в данной сфере	Инженер
	4	Изучение программного обеспечения для расчетов	Инженер
Экспериментальные исследования	5	Технический расчет деталей	Инженер

	6	Первая компоновка и проектирование	Инженер, Научный руководитель
	7	Деталировка и выпуск конструкторской документации	Инженер
	8	Детальный расчет деталей	Инженер
	9	Окончательная компоновка	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки.	Инженер

4.2.2 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 бюджета.

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

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \qquad (4,2)$$

Где:

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы, человеко-дни;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, человеко-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, человеко-дни;

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

$$T_{Pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \qquad (4,3)$$

Где:

T_{Pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожi}$ – 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:

$$T_{ki} = T_{Pi} \times k \qquad (4,4)$$

Где:

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

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

k – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{праз}} = \frac{365}{365 - 89 - 29} = 1,48 \qquad (4,5)$$

Где:

$T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году;

$T_{праз}$ – общее количество праздничных дней в году;

Расчеты временных показателей проведения научного исследования представляются в таблице 7:

Таблица 7– Временные показатели проведения научного исследования.

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{Pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{mini}, чел-дни		t_{maxi}, чел-дни		$t_{ожi}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Составление и утверждение темя диссертации, утверждение плана-графика.	1	-	2	-	1,4	-	1,4	2
Календарное планирование выполнения диссертации.	1	2	2	3	1,4	2	2	3
Изучение академической литературы и конкурентных решений в данной сфере	-	40	-	60	-	48	48	71
Изучение программного обеспечения для расчетов	-	50	-	70	-	58	58	86
Технический расчет деталей	-	5	-	8	-	6,2	6,2	9
Первая компоновка и проектирование	30	60	40	80	34	68	68	75
Деталировка и выпуск конструкторской документации	-	5	-	8	-	6,2	6,2	9
Детальный расчет деталей	-	40	-	50	-	44	44	65
Окончательная компановка	3	8	5	10	3,8	8,8	8,8	9
Составление пояснительной записки.	-	20	-	40	-	28	28	41
Итого:	35	230	44	319	40,6	269,2	250,8	370

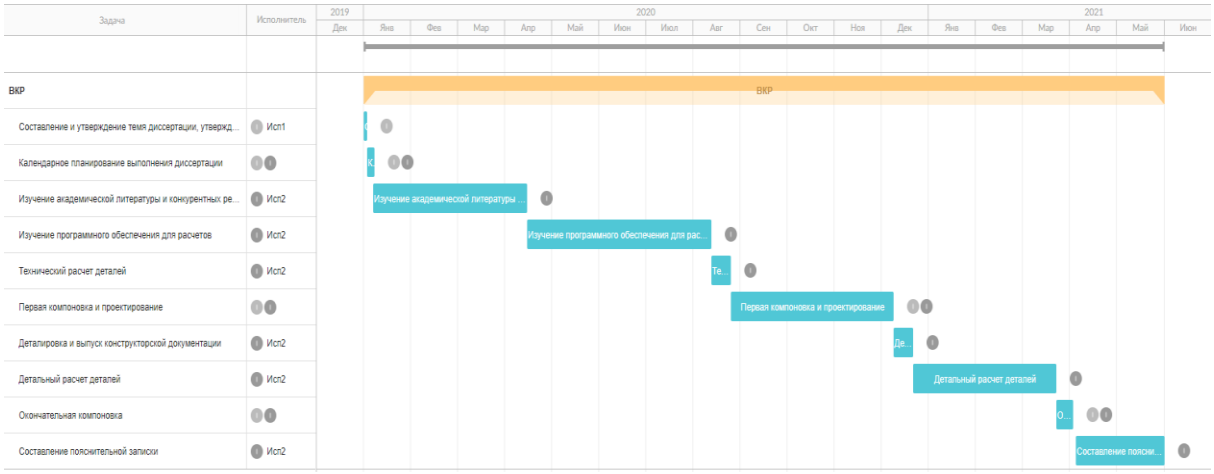
Примечание:

Исп.1 – научный руководитель; Исп.2 – инженер;

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 8).

Таблица 8– Диаграмма Ганта.

Примечание:



– Исп. 1 (научный руководитель); – Исп. 2 (инженер)

4.3 Бюджет исследования в рамках ВКР

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.

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при

разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Зм=(1+kт)·ΣЦi·Nрасхi,mi=1

(5)

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении ВКР;

60

Nрасхi – количество материальных ресурсов i-го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м2 и т.д.);

Цi – цена приобретения единицы i-го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м2 и т.д.)

kт – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы

Стоимость использования оборудования складывается из: стоимости использования оборудования длительного использования (амортизируемого) и стоимости использования объектов, по которым амортизация не начисляется.

Стоимость использования *амортизируемых объектов* определяется в следующем порядке. Исходя из первоначальной стоимости и срока полезного использования, амортизируемых объектов, определяется размер годовых амортизационных отчислений ($Н_г$) по линейному методу начисления амортизации, по следующей формуле (2.16):

$$H_г = 100\% \cdot / T \quad (2.16)$$

Т - срок полезного использования (эксплуатации) производственного объекта.

Стоимость использования технического оборудования (СТО) определяется как размер амортизационных отчислений (А), то есть величина возмещения затрат на потребленный производственный капитал, в целях

выполнения планируемой НИР, и рассчитывается пропорционально планируемому времени использования оборудования по формуле (2.17):

$$СТО = А = (К_{перв} \cdot Н_{г} \cdot ТО_{i}) / (100 \cdot Ф_{ЭФФ}) \quad (2.17)$$

где$К_{перв}$ - первоначальная стоимость оборудования, руб.;

$Н_г$ - годовая норма амортизационных отчислений, %;

$ТО_i$ - основное (машинное) время использования оборудования (амортизируемого объекта).

$Ф_{эфф}$ - годовой действительный (эффективный) фонд работы оборудования (амортизируемого объекта).

Годовой эффективный фонд времени работы оборудования определяется по формуле (2.20):

$$Ф_{ЭФФ} = Ф_{ном} - Ф_{рем} \quad (2.18)$$

где $Ф_{эфф}$ - эффективный фонд рабочего времени, машино-час;

$Ф_{ном}$ - номинальный фонд времени, машино-час.;

$Ф_{рем}$ - время, отводимое на ремонт оборудования в год, машино-час, определяется по формуле (2.21)

$$Ф_{рем} = \frac{Ф_{ном} \cdot 6{,}23\%}{100\%} \quad (2.19)$$

Продолжительность рабочего дня - 8 часов.

$Ф_{рем}$ = (234*6,23%) / 100% = 15 (дней) = 120 (часа)

$Ф_{эфф}$=234 - 15= 219 (дней) = 1752 (час).

Расчеты по амортизируемому оборудованию представлены в виде таблицы 9

Таблица 9. Стоимость использования оборудования для выполнения НИР

№ п/п	Наименование	Первоначальная стоимость оборудо-вания, руб. ($К_{перв}$)	Годовая норма отчислений, % (Н)	Время использования оборудования, час (ТО)	Стоимость использования оборудования, руб. (СТО)
1	Анализатор ТА-2	74000	25	191	2016,84
2	ПК	59000	33,33	203	2278,5
3	Озонатор	19000	50	75	406,68
4	Набор КДО-Л1	12000	-	19	12000
5	Прочий инвентарь	9000	-	21	9000
Итого		173000	-	509	25702,02

Итоговые расчёты можно оформить в виде таблицы 10

Таким образом, можно сделать вывод, что наибольшие затраты приходятся на использование ПК и анализатор ТА-2 (рис 2.1). Значит, для того, чтобы уменьшить затраты на выполнение НИР целесообразно заменить имеющиеся ПК и анализатор на другое, требующее меньших затрат оборудование.

Таблица 10. Расчет затрат на оборудование, инвентарь и приспособления для выполнения НИР

№ п/п	Наименование	Единицы измерения	Количество	Затраты,руб.
1	Анализатор ТА-2	шт.	1	2016,84
2	ПК	шт.	1	2278,5
3	Озонатор	шт.	1	406,68
4	Набор КДО-Л1	шт.	1	12000
5	Прочий инвентарь	сумма	-	9000
ИТОГО				25702,02

Сырье и материалы. Фактическая стоимость сырья и материалов, принимаемая к расчету прямых затрат представляется в виде таблицы 10

Затраты на сырьё и материалы для выполнения НИР находятся как произведение необходимого количества сырья и материалов (на весь объём выполнения НИР) на цену за единицу.

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось раннее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n} \qquad (4{,}6)$$

Где: n– срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$\text{А} = \frac{H_A \text{И}}{12} \times m \qquad (4{,}7)$$

Где:

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

Таблица 11 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Персональный компьютер (ноутбук)	1	4	50	50
Итого		50 тыс. руб.			

Рассчитывается норма амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 4 года (по формуле 4.6):

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{4} = 0{,}25$$

Общая сумма амортизационных отчислений (по формуле 4.7):

$$\text{А} = \frac{H_A \text{И}}{12} \times m = \frac{0{,}25 \times 50000}{12} \times 13 = 13500 \text{ руб}$$

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Так как для выполнения работ планируется привлечь определенное ранее количество исполнителей (8), а также лицо, ответственное за руководство исполнителями и ходом выполнения работ, то общая величина общего фонда заработной платы является суммой фондов заработной платы каждого участника НИР: исполнителя и руководителя.

Расчет величины общего фонда заработной платы (ОФЗП) определяется по формуле:

$$ОФЗП_n = \sum_{i=1}^{n} ФЗП_i$$

$ФЗП_i$ - фонд заработной платы i-того участника НИР.

Вычисления проводятся в следующей последовательности:

1) Расчет величины *основной заработной платы* (*$ОЗП^и$):*

определяется основная заработная плата по тарифной сетке за месяц;

определяется стоимость рабочего дня исполнителя, пропорционально основной заработной плате исполнителя ($ОЗП^и_ч$) по тарифной сетке за 1 час из расчета среднего количества рабочих часов в месяц (144 ч);

определяется основная заработная плата с учетом фактического времени, предполагаемого для выполнения определенных объемов НИР.

2) Расчет величины дополнительной заработной платы ($ДЗП^и$):

$$ДЗП^и = (T_{отп} + T_{пр} + T) / T_к$$

$Т_{отп}$ - число отпускных дней ($Т_{отп}$ = 30).

3) Расчет фонда заработной платы ($ФЗП^{и}$) с учетом стимулирующих выплат:

$$ФЗП^{и} = (ОЗП^{и} + ДЗП^{и})\ Ч1,45$$

Заработная плата руководителя ($ЗП^{рук}$) определяется аналогично пропорционально фактическому времени руководства исполнителями и ходом выполнения НИР.

Фактическое время руководства исполнителями и ходом выполнения НИР определяется в размере 22,3% от величины совокупного фактического времени, предлагаемого для выполнения определенных объемов НИР исполнителями.

В данном случае, итоговая сумма для одного исполнителя и руководителя определяется по формуле (2.16.)

$$ОФЗП = ФЗП^{и} + ФЗП^{рук}$$

Расчеты оформляются в виде таблицы 12.

Таблица 12. ФОТ участников НИР

№ п/п	Сотрудник	$ОЗП_{м}$	$ОЗП_{ч}$	Количество часов	ОЗП	ДЗП	ФЗП
1.	Исполнитель №1	5190	36,04	713	25696	11332	53690,6
2.	Руководитель	6950	48,26	159	7673,3	3383,9	16032,9
	Итого для всех сотрудников	12140	84,3	872	33369,3	14715,9	69723,5

Количество часов:

Исполнитель: (689,4+23,65) = 713 (ч.)

Руководитель: 713*0,223 = 159 (ч.)

ОЗП ч: Исполнитель: 5190/144=36,04 (ден. ед. / ч.);

Руководитель: 6950/144=48,26 (ден. ед. / ч.);

ОЗП:

Исполнитель: 36,04 713 = 25696 (ден. ед.)

Руководитель: 48,26*159= 7573,3 (ден. ед.)

ДЗП:

ДЗП= (30+23+108) /365* $ОЗП_м$=0,441* $ОЗП_м$.

Исполнитель: 0,441*25696 = 11332 (ден. ед.)

Руководитель: 0,441*7573,3 = 3383,9 (ден. ед.)

ФЗП:

Исполнитель: (25696+11332) *1,45 =53690,6 (ден. ед.)

Руководитель: (7673,3 +3383,9) *1,45 = 16032,9 (ден. ед.)

ОФЗП = 53690,6 + 16032,9 = 69723,5 (ден. ед.)

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления

Социальная защита работников организаций научно-производственного комплекса осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации о труде, распространяющимся на всех работающих граждан.

Размер отчислений на социальное страхование (ОСС) определяется в

соответствии с действующим на момент написания курсовой работы, порядком и ставками отчислений в соответствующие государственные внебюджетные фонды обязательного страхования.

Как правило, размер отчислений на социальное страхование определяется суммированием по каждой базе начисления (i - му участнику НИР) согласно следующей формуле (2.15):

$$ОСС = \sum_{i=1}^{n} ЗП \cdot К_{ОСС} \quad (2.15.)$$

$К_{осс}$ - коэффициент, отражающий установленную действующую величину отчислений в соответствующие государственные внебюджетные фонды обязательного страхования.

ЗП - заработная плата (или часть заработной платы), пропорционально которой производится расчет в соответствии с установленным действующим порядком отчислений в соответствующие государственные внебюджетные фонды обязательного страхования.

$ОСС_п$=69723,5 *0.262=18267,5 рублей.

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп},i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \qquad (16)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии закачки углекислого газа с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 159620 тыс. руб.– затраты на проведение закачки углекислоты, рассчитанные выше, 17000 тыс. руб. – затраты на проведение закачки углекислоты другой подрядной организации со схожим исполнением, 18000 тыс. руб. – максимальное найденное значение затрат на проведение закачки CO_2.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп,1}} = \frac{159620}{180000} = 0{,}89$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп,2}} = \frac{170000}{180000} = 0{,}94$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \,, \quad (17)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i-го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии исследования	Объект исследования		
	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	3	3

3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,1	2	2
5. Материалоемкость	0,3	4	3
ИТОГО	1		

$$I_{\text{р-исп1}} = 5 \cdot 0{,}3 + 3 \cdot 0{,}1 + 4 \cdot 0{,}2 + 2 \cdot 0{,}1 + 4 \cdot 0{,}3 = 4\ ;$$

$$I_{\text{р-исп1}} = 4 \cdot 0{,}3 + 3 \cdot 0{,}1 + 4 \cdot 0{,}2 + 2 \cdot 0{,}1 + 3 \cdot 0{,}3 = 3{,}4.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ($I_{\text{исп}i}$) рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп,1}}}\ , I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп,2}}} \quad (18)$$

$$I_{\text{исп1}} = 4/0{,}89 = 4{,}5;$$

$I_{\text{исп2}}$ =3,4/0,94 = 3,62.

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\text{Э}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}}\ , \quad (19)$$

$$\text{Э}_{\text{ср}} = \frac{4{,}5}{3{,}62} = 1{,}24$$

Составим таблицу 14 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 14 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,89	0,94
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4	3,4
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	3,62

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения закачки углекислого газа оказался наиболее эффективным по всем показателям.

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что проведение закачки диоксида углерода в пласт позволит не только повысить эффективность разработки месторождений с высоковязкой нефтью, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых технологий позволит не только извлекать остаточные нефти, но и получать при этом немалую прибыль.

Анализируя стоимость проведения закачки углекислого газа, можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет статья «Расходы на эксплуатацию оборудования:».

Для снижения стоимости необходимы:

1. Разработка и внедрение новых, российских химических реагентов и ПАВ;
2. Применение российского коррозионностойкого оборудования, не уступающего по качеству и характеристикам импортному;
3. Усовершенствование технологии проведения закачивания углекислого газа и улучшение качества его проведения;
4. Заключение взаимовыгодных договоров со смежными компаниями.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
З-2Б7Г1		Суханов Александр Федорович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение (НОЦ)**	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/ специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи при разработке месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	**Объект исследования:** добывающая скважина; **Область применения:** кустовая площадка, нефтедобывающие объекты; **Рабочая зона:** полевые условия; **Размеры рабочей зоны:** 60*120 м; **Количество и наименование оборудования рабочей зоны:** задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура, агрегат; **Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:** Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи при разработке месторождений
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	1. ГОСТ Р 58869-2020 Горное дело. Метод направленного гидроразрыва кровли горных пород в угольных шахтах; 2. № 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации от 1 марта 2022 года; 3. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; 4. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования; 5. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:	Вредные факторы: – аномальные климатические параметры воздушной среды; – загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; – шум; – вибрация; – освещенность; – монотонность труда; – укусы животных; Опасные факторы: – движущиеся части механизмов; – работа с сосудами под давлением; – химические вещества. – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей

	электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; – производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства; – неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов; – радиация. **Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:** спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески
Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения	**Воздействие на селитебную зону:** химическое загрязнение, СЗЗ – 150 м **Воздействие на литосферу:** радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия ГРП, утилизация отработавшего оборудования **Воздействие на гидросферу:** ухудшение качества подземных вод при утечке материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека **Воздействие на атмосферу:** загрязнение воздуха утечкой углеводородов через сальниковые уплотнения
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	**Возможные ЧС** Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо; Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение; Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия; Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик **Наиболее типичная ЧС:** взрыв и пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7Г1	Суханов Александр Федорович		

5 Социальная ответственность

На данный момент эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире, а многие эксплуатируемые месторождения находятся на завершающих этапах разработки. Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Объектом исследования данной работы является воздействие углекислым газом на пласт с целью повышения нефтеотдачи. В работе рассмотрены различные технологии закачки диоксида углерода в пласт и проведен анализ условий эффективного применения углекислого газа для повышения эффективности добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Непосредственную ответственность за обеспечение безопасных условий работ, связанных с пользованием недрами, несут руководители предприятий. Органы государственного горного надзора в пределах своей компетенции обеспечивают государственное нормативное регулирование вопросов безопасности работ, связанных с пользованием недрами, а также выполняют контрольные функции.

Все работы на скважине допускаются только при обеспечении безопасности жизни и здоровья работников и населения в зоне влияния работ, связанных с пользованием недрами.

Основными мероприятиями по обеспечению безопасного ведения работ,

связанных с пользованием недрами, являются следующие:

Допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование).

Организация и порядок обучения, инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны проводиться в соответствии с требованиями.

В России разработка большинства месторождений нефти и газа относится к работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Именно из-за этого данный вид деятельности имеет ряд своих особенностей.

Правовое регулирование труда рабочих, в данной отрасли, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [30], глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравниваемых к ним местностям», статьи с 313 по 327.

В Нефтегазовой отрасли существует целый ряд характерных особенностей, относящихся к регулированию труда в этой отрасли. Среди них можно выделить: величина рабочего времени, величина времени отдыха, заработная плата и охрана труда.

Согласно статье номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительном случае на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов.

Время отдыха и рабочее время устанавливается графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, который установлен статьей 372 ТК РФ. График предусматривает время, которое необходимо для

доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включается.

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора предусмотрены компенсационные выплаты призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты (затраты здоровья), которые они несут на работе с вредными и (или) опасными условиями труда.

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

5.2 Производственная безопасность

Работа в опасных (экстремальных) условиях труда (4 класс) не допускается, за исключением ликвидации аварий, проведения экстренных работ для предупреждения аварийных ситуаций. При этом работа должна проводиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при

строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

Допустимое время контакта работников отдельных профессиональных групп, занятых во вредных условиях труда (защита временем), за рабочую смену и/или период трудовой деятельности (ограничение стажа работы) может быть установлено учреждениями санэпиднадзора или другими организациями гигиенического профиля на основе утвержденных (центрами госсанэпиднадзора) методик оценки риска здоровью работающих. Защита временем уменьшает риск повреждения здоровья работающего, но, как правило, не изменяет класс условий его труда.

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	**Нормативные документы**
1. Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
2. Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
3. Превышение уровня вибрации и шума	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП23-05-95*
5. Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
6. Укусы животных	ГОСТ 12.1.008-76 БИОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования

7. Движущиеся части механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
8. Химические реагенты	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общиетребования безопасности
9. Работа с сосудами под высоким давлением	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
10. Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
11. Образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	ГОСТ IEC 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
12. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования. ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий.
13. Радиация	ГОСТ Р 55776-2013 Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения

5.2.1 Анализ вредных факторов на производстве

5.2.1.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды

ГРП применяется на открытом воздухе, соответственно на работника влияет ряд метеорологических условий (холодное и тепловое воздействие в сочетании с высокой скоростью ветра; ультрафиолетовое голодание; кровососущие насекомые (мошки и комары)).

При работах на открытой местности согласно коллективному договору ПАО «Сургутнефтегаз» и правил безопасности (ГОСТ 12.4.011-89 [5]), работниками применяется ношение средств индивидуальной защиты. Помимо этого, за счет уменьшение вредного действия неблагоприятных факторов производственной среды и трудового процесса на работающих за счет снижения времени их действия.

Также график труда и отдыха составляется в соответствии с Трудовым

кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018)

Воздействие неблагоприятных температур на организм человека является причиной несчастных случаев. К примеру, при высокой температуре окружающей среды у человека наблюдается снижение внимательности, появление тошнотворных признаков, раздражительность, неосмотрительность и т.д. Низкие температуры окружающей среды также негативно влияют на организм человека и приводят к обморожению, вследствие уменьшения подвижности конечностей. Для предотвращения данного фактора на кустовой площадке расположено место обогрева сотрудников.

В таблице 16 представлены метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещаются.

Таблица 16 – Метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещены [6]

Скорость ветра, м/с	**Температура воздуха, °С**
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Все производственные объекты, связанные с освоением таких месторождений и содержащие источники возможных выбросов и утечек в атмосферу вредных веществ и смесей, должны быть отнесены к третьему или

более высоким классам опасности.

Для таких объектов должна быть установлена буферная (защитная) зона.

На каждом объекте должен быть план ликвидации возможных аварий, а в организациях, ведущих работы на месторождении, должен быть план совместных действий при возникновении аварийных ситуаций.

Организация охраны производственных объектов и контрольно-пропускного режима на их территорию определяется проектом на основании действующих нормативных требований.

Взрывопожароопасные объекты без постоянного обслуживающего персонала (площадки скважин и т.п.) должны быть ограждены и оснащены соответствующими знаками безопасности и предупредительными надписями. Такие объекты, а также отдаленные зоны производственных объектов с постоянным персоналом, трассы коммуникаций должны контролироваться путем регламентных обследований и осмотров.

Работники подрядных, обслуживающих и других организаций, допущенные на территорию объекта, должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты и под роспись проинструктированы о правилах безопасного ведения работ и нахождения в рабочей зоне.

Работы по вскрытию продуктивного пласта, перфорации, вызову притока, гидродинамические исследования и другие опасные операции должны проводиться по плану под руководством ответственного специалиста, назначенного руководителем организации.

Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 17 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7].

Таблица 17 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Вещество	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO_2	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO_2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м^3, сероводорода – 3 мг/м^3. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудований, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

5.2.1.3 Превышение уровня вибрации и шума

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и

вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта.

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания СНиП 23-03-2003 могут быть: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

– балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;

– устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

На кустовой площадке расположен один источник шума – агрегат (100дБ).

Согласно нормам [20] , источник шума превышает максимальный уровень в 95 дБ.

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в лаборатории можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка агрегата, противошумные наушники, вкладыши [21].

5.2.1.4 Освещение рабочей зоны

Работы в темное время суток должны проводиться с соблюдением норм освещенности, во избежание случаев получения травматизма работником.

Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности при ТРС и КРС составляет более 25 люксов [9]. В качестве дополнительных осветительных

приборов необходимо применение прожекторов, а также фонарей. При соблюдении норм освещенности дополнительные мероприятия не требуются.

5.2.1.5 Монотонность труда

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности. При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии. Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции [10].

5.2.1.6 Укусы животных

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор подвержен укусам, наносимыми насекомыми и животными. Наибольшую опасность представляет медведь. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

5.2.2 Анализ опасных факторов

5.2.2.1 Движущиеся части механизмов

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями.

Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора [11]. Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находится за пределы опасной зоны. Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов.

5.2.2.2 Химические реагенты

При выполнении работы на полигоне используются химические реагенты. Основными средствами безопасности при работе с веществами являются:

– средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы, само спасатели, изготовленные из подручных средств, противопыльные тканевые маски и марлевые повязки),

– средства защиты кожного покрова (защитные костюмы, резиновые

сапоги и др.),

– средства медицинской защиты (индивидуальная аптечка АИ-2, индивидуальный противохимический пакет, пакет перевязочный индивидуальный).

Также все сотрудники при работе с химическими реагентами должны проходить инструктаж по технике безопасности.

С целью избежание негативного воздействия на организм человека, необходимо придерживаться прописанных требований безопасности в ГОСТ 12.1.007-76.

5.2.2.3 Работа с сосудами под высоким давлением

Оснащение предохранительными клапанами всех аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, должно проводиться с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Опасность может возникнуть вследствие взрывной волны (за счет превышения избыточного давления), результатом которого может произойти распространение острорежущих предметов и осколков, что в дальнейшем может привести к травмированию и летальному исходу [13].

Разгерметизация сосудов, работающих под давлением, может произойти в результате коррозии, неправильной транспортировки и хранения. Для устранения причин и разгерметизации, ежегодно проводятся целевые комиссии в лице механиков. Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью (участки трубопровод, замерные установки, агрегаты для нагнетания). К взрыву могут привести нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;

на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50°С превышает давление 0,07 МПа;

на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

При применении МУН с помощью CO2 может применяться оборудование под давлением с целью транспортировки, промежуточного хранения и нагнетания как самого рабочего агента, так и дополнительных химических реагентов.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

Для минимизации возникновения данного фактора для всех работников, обслуживающих оборудование под давлением. проводится обязательное обучение по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

56.2.2.4 Образование электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства

Для предупреждения возможности возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования, перерабатываемых веществ и материалов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенности производства, обеспечивающие стекание возникающего заряда: снижение интенсивности генерации заряда статического электричества [14].

Это достигается регламентированием параметров производственных процессов (влагосодержание, давление и температуры и др.); отвод заряда путем заземления оборудования и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта с заземлением тела человека. Все

металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом; отвод заряда путем уменьшения удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления.

Для уменьшения удельного поверхностного сопротивления диэлектриков рекомендуется повышать относительную влажность воздуха до 55-80 %; нейтрализация заряда путем использования средств защиты от статического электричества. Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

5.2.2.5 Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов

Одним из опасных факторов на кустовых площадках является электрический ток. Объекты, находящиеся под высоким напряжением, являются источником поражения жизненных органов.

Воздействие электрического тока на работника проявляется в виде полученных электрических травм и ударов [15].

Для обеспечения безопасности жизни работника от ударов электрического тока необходимо устанавливать контур заземления используемого оборудования согласно ГОСТ 12.1.030-81 [16]. Факт заземления фиксируется в паспорте заземляющего оборудования и ведется механиком.

Во избежание чрезвычайных ситуаций необходимо пользоваться правилами безопасности и носить средства индивидуальной защиты: каски,

спецодежда, спецобувь, перчатки и т.д.

5.2.2.6 Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента – перед началом работы оператор обязан осматривать инструмент, оборудование, фланцевые соединения скважин. Неисправный инструмент отбраковывается и изымается. Работать неисправным инструментом запрещается [17].

5.2.2.7 Радиация

При добыче нефти и газа на работников отрасли воздействуют следующие радиационные факторы:

- внешнее гамма-облучение, связанное с радиоактивным распадом природного урана-238 и тория-232;
- внутреннее облучение альфа- и бета-частицами при ингаляционном пути их попадания в организм;
- облучение кожных покровов и органов зрения персонала бета-частицами.

Перед строительством площадки для нефтеобъекта проводят дозиметрические мероприятия. При многократном превышении норм, строительство данной площадки переносится, либо выбирается меньшая глубина разрыва.

Для контроля превышения данного фактора проводят дозиметрическое исследование, где рассчитывает плотность потока радона на площадке. При

повышении норм, рекомендуется использовать респираторы, так как данные вещества являются газами.

При облучении ингаляционных путей проводят медицинское лечение, направленное на ускоренное выведение, альфа и бета-частиц.

5.3 Экологическая безопасность

Эксплуатация и разработка нефтяных месторождений, на которых имеется высокий газовый фактор всегда влияет на окружающую среду. К антропогенным факторам относится:

Разлив углеводородов на кустовых площадках вблизи устья и эстакад добывающих скважин;

Загрязнение бытовыми отходами и промышленным мусором;

Оставление бесхозным материалов на территории и вблизи кустовой площадки.

Основными мерами по охране окружающей среды является увеличение численности объектов с герметичным резьбовым соединением, надежности узлов нефтепромысловых объектов, снижения сокращений выбросов за счет установления более современных и экологичных систем.

5.3.1 Защита атмосферы

В результате не плотного зажима фланцевых соединений, шпилек, резьбовых соединений и т.д. происходит выброс углеводородов в окружающую среду.

В результате аварий и разливов на опасном производственном объекте происходит наибольший ущерб окружающей среде. Наиболее часто встречаемыми факторами являются коррозия металлов, механические повреждения объектов, неплотное соединение оборудований, а также неграмотное и некачественное строительство нефтяных объектов.

Во избежание выбросов от загрязнений и охраны атмосферной среды необходимо устанавливать тотальный контроль швов соединений трубопроводных транспортов, внедрять коррозионные мероприятия, применять нефтепромысловые объекты заводского исполнения согласно технического эксплуатационного паспорта.

Согласно документации предприятий нефтегазовой промышленности, необходимо придерживаться четкого комплекса действий на случай аварий на опасном производственном объекте согласно плану мероприятий локализации аварий. Ликвидация аварий проводится отрядами ДПФ и аварийными службами.

5.3.2 Защита гидросферы

Выброс различного рода нефтяных веществ, эмульсий, а также растворов может происходить и в гидросферу окружающей среды. Наиболее уязвимые грунтовые воды, пластовые воды, прилегающие реки, озера. Наиболее часто встречаемыми причинами загрязнения гидросферы являются:

– розлив нефтяных эмульсий, химреагентов и углеводородов, как вблизи устья, так и в зоне прилегающей территории кустовых площадок;

– нарушение герметичности соединений, в результате которых появляются перетоки водонефтяных эмульсий в заколонном пространстве;

– бытовой, промышленной мусор.

При переводе скважину из ППД в нагнетательную и закачке жидкости в пласт, необходимо промывать скважину инертной эмульсией. Сброс эмульсии осуществлять в дренажную емкость на кустовой площадке с отбором пробы и составлением акта. Согласно ПМЛА, при возникновении аварий, необходимо завезти и влить адсорбционные материалы на разлитые вещества, запретить отбор вод в целях питьевого водоснабжения персонала цехов.

5.3.3 Защита литосферы

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и

углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за следующих факторов:

– розливов химических реагентов непосредственно у устья скважины;

– утечке проппантов, эмульсий при транспортировке флота ГРП или в результате корродирования нефтепромысловых объектов.

Если произошел розлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные откалы до рекультивации земель.

Во избежание розливов 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.

5.3.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.07-95 [19], при проведении кластерного вида ГРП на ОПО может возникнуть ряд происшествий:

– разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;

– разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;

– замыкание в электрической сети;

– пожары, взрывы.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить травмы и даже летальный исход.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению людей, удостоверившись в собственной безопасности.

Выводы:

Таким образом, были представлены и рассмотрены основные опасные и вредные производственные факторы, которые могут проявиться при проведении гидроразрывных работ на кустовых площадках.

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.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Iб (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Установки на кустовой площадке относятся к категории повышенной взрывопожароопасности АН.

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

Как показывает практика, во избежание несчастных случаев на производстве, необходимо придерживаться установленных правил

безопасности. Ведь безопасность работника стоит на первом месте и является существенным и предопределяющим звеном в цепочке всего производственного процесса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе изучения проблематики повышения коэффициента нефтеизвлечения из продуктивных пластов был проведен анализ литературы, по имеющимся методам увеличения нефтеотдачи.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены различные комбинации закачки углекислого газа, которые способны увеличить коэффициент нефтеотдачи, а также утилизировать углекислый газ. Были рассмотрены результаты использования CO_2 на различных месторождениях России и зарубежных стран, его преимущества и недостатки, а также взаимодействие с пластовыми флюидами и породами, слагающими продуктивные пласты.

Проанализировав зарубежный и отечественный опыт, можно сделать вывод, что использование технологии закачки двуокиси углерода в продуктивные пласты перспективно. При использовании данного метода наблюдается уменьшение вязкости нефти, увеличение коэффициента вытеснения и данный метод эффективен при неоднородности пласта. В следствии чего происходит увеличение нефтеотдачи.

Таким образом в современных условиях снижения добычи углеводородного сырья, увеличения доли высоковязких нефтей и низкопроницаемых коллекторов, а также истощенных месторождений с высокой степенью обводненности, применение технологий по закачиванию углекислого газа в продуктивные пласты может стать обоснованным и одним из наиболее эффективных методов для увеличения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений.

Диоксид углерода предпочтительнее других рассматриваемых агентов для увеличения извлечения нефти. Он обладает лучшей способностью к растворению при невысоких термобарических условиях. Это является важным аргументом в большей рентабельности процесса с применением CO_2. Относительная динамическая вязкость двуокиси углерода в 2-3 раза выше

вязкости сопоставляемых газов. Стоит так же отметить, что сжимаемость CO_2 значительно отличается от сжимаемости метана и азота, особенно при высоких давлениях

В результате этого было выявлено, что методы направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием более эффективные, а перспективным методом является метод щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, помогающего снизить поверхностное натяжение на границе нефть-вода, образовывая микроэмульсию, вытесняющуюся лучше из пласта, чем чистая нефть.

В ходе экспериментальных исследований по эффективности воздействия щелочь-ПАВ-полимерной смеси на образцы керна было получено:

1. тестирование фазового поведения смесей продемонстрировало высокую активность ПАВ с образованием большого объема микроэмульсии при оптимальной концентрации соли, устойчивой к температурного воздействию, стабильность составов,

2. фильтрационные эксперименты показали процесс вытеснения остаточной нефти из образцов керна, а также анализ результатов выявили высокий прирост вытеснения при применении составов как одного, так производителей.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГКЗ РФ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Российской Федерации;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ММР – minimum miscibility pressure (минимальное давление смешиваемости);

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

SAG – surfactant alternating gas injection (попеременная закачка ПАВ и газа);

FAWAG – foam assistant water alternating gas (пенное водогазовое воздействие);

SWAG – simultaneous water and gas (одновременная закачка оторочек воды и газа);

СКФ – состояние сверхкритического флюида;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПНО-CO_2 – повышение нефтеотдачи диоксидом углерода;

СКФ-CO_2– Сверхкритическая флюидная экстракция CO_2;

СНГ – Содружество Независимых Государств;

ВНИИ – Всероссийский (в СССР — Всесоюзный) научно-исследовательский институт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амерханов И.М. Методика определения изменения параметров пластовой нефти при растворении углекислого газа // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9.
2. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 2021. 272 С.
3. Ветераны: из истории развития нефтяной и газовой промышелнности. Вып. 25. М.: ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство," 2022. 232 С.
4. Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Романов Г.В. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем // Успехи химии. 2011. Т. 10. № 80.
5. Гороян В.И. и др. Методическое пособие по отбору и анализу проб природных газов. Л.: Недра, 1969. 160 С.
6. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками).
7. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
9. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N1).
10. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
11. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
12. ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры,

напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия.

13. ГОСТ IEC 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования.

14. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97).

15. ГОСТ Р 54803-2011 Сосуды стальные сварные высокого давления. Общие технические требования.

16. ГОСТ Р 57216-2016 Радиационный контроль. Представление результатов измерений

17. ГОСТ Р 57701-2017 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Программы в области обращения с твердыми коммунальными отходами.

18. ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования.

19. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.

20. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 С.

21. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. М.: ОАО "Издательство "Недра," 1998. 365 С.

22. Закон РФ №2395-1 О недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 1 апреля 2022 года). – 1992. – 823 с.

23. Золотухин А.Б., Лобанов А.А., Пустова Е.Ю. Исследования фазовых переходов асфальтенов в пластовых углеводородных флюидах // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5. С. 39-45.

24. Иванова Л.В. Регулирование низкотемпературных свойств нефтяных систем разного уровня сложности: дисс. на соискание ученой

степени д-ра хим. наук: 02.00.13 / Иванова Людмила Вячеславовна. , 2021. 323 С.

25. Катц Д.Л. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Недра, 2019. 677 С.

26. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Валиев Д.З. Изучение строения сложной структурной единицы высоковязкой нефти Зюзеевского месторождения с помощью структурно-динамического анализа на основе ЯМР-релаксометрии и реологических исследований // Нефтяное хозяйство. 2021. № 2. С. 63-65.

27. Кнунянц И.Л. и др. Химическая энциклопедия. Т. 2 (Даф-Мед). М.: Советсткая энциклопедия, 1990. 671 С.

28. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы // Бурение и нефть. 2011. № 2.

29. Леенсон И. Язык химии. Этимология химических названий. ООО "Издательство АСТ," 2021. 464 С.

30. Лобанов А.А. и др. Влияние фазовых переходов асфальтенов на проницаемость породы-коллектора // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.2021. № 8. С. 33-37.

31. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю. Исследование процесса образования твердых органических веществ в глубинной пробе нефти // Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики России: материалы Международной научно-практической конференции (10-11 июня 2015 г.). Архангельк: С(А)ФУ, 2015. С. 159.

32. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. 2021. № 4. С. 75-83.

33. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Особенности фазовой диаграммы нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол //

Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1-2. С. 92-98.

34. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования. М.: изд-во "Недра," 1966. 192 С.

35. Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульянинский Б.В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. М.: ГОСИНТИ, 1960. 143 С.

36. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 С.

37. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

38. Намиот А.Ю. Условия существования жидкой двуокиси углерода, насыщенной жидкими углеводородами // Нефтепромысловое дело. 1981. № 8. С. 19-20.

39. Намиот А.Ю., Губанов В.Б. Эффективность вытеснения нефти двуокисью углерода при отсутствии их полной смешиваемости // Нефтяное хозяйство. 2022. № 12.

40. Поконова Ю.В. Химия высокомолекулярных соединений нефти. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1980. 172 С.

41. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.

42. Приказ Минздравсоцразвития России «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» №290н. – 2009. – 218 с.

43. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

44. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. Гостоптехиздат, 1962. 872 С.

45. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. Физико-химические основы

технологической переработки нефти. М.: Химия, 1998. 448 С.

46. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. Смолы и асфальтены. М.: Наука, 1979. 269 С.

47. СП 51.13330.2011. Защита от шума. актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

48. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП23-05-95*.

49. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. М.: Химия, 1990. 226 С.

50. Троицкий В.М. и др. Экспериментальная оценка параметров массопереноса при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты // Вести газовой науки. 2021. № 1.

51. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: изд-во "Недра," 1969. 192 С.

52. Угнер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 192 С.

53. Фаловский В.И. Особенности массообмена между тяжелой нефтью и жидкой двуокисью углерода // Труды Гипровостокнефти. Куйбышев, 1990. С. 93-103.

54. Хазнаферов А.И. Исследования пластовых нефтей / под ред. В.Н. Мамуна. М.: Недра, 1987. 116 С.

55. Ходаков Г.С., Юдкин Ю.П. Седиментационный анализ высокодисперсных систем. М.: Химия, 1981. 192 С.

56. Черняк М.И., Мурашкин С.В., Каверин С.Б. О разработке систем сбора нефти и газа при заводнении продуктивных пластов с использованием жидкой двуокиси углерода (на примере Радаевского и Козловского месторождений) // Внутрипромысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды: тр. Гипровостокнефти. Куйбышев, 2021. С. 141.

57. Штоф М.Д. и др. Изменение свойств нефти пласта А3 Козловского месторождения при ее смешении с углекислотой // Труды Гипровостокнефти. Куйбышев, 2022. С. 102-105.

58. Штоф М.Д., Райхман Б.Н., Фаловский В.И. Влияние двуокиси углерода на растворимость асфальтосмолистых веществ в нефти // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 2020. № 4. С. 8-10.

59. Штоф М.Д., Райхман Б.Н., Фаловский В.И. К методике изучения механизма вытеснения нефти двуокисью углерода // Труды Гипровостокнефти. Куйбышев, 2020. С. 72-82.

60. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / ОАО "Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т (ВНИИнефть) им. акад. А. П. Крылова"; под ред. К. Д. Ашмяна. М.: ОАО "Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т," 2004. 108 С.