

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 ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УДК <u>622.276.41:546.264-31</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Закись Александр Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна			

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Закись Александр Анатольевич

Тема работы:

Применение Углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89–12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Двуокись углерода как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений 2. Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием углекислого газа 3. Технологическая эффективность газоциклической закачки диоксида углерода (Huff-N-Puff Process) 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Двуокись углерода как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений »	
Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием углекислого газа	
Технологическая эффективность газоциклической закачки диоксида углерода (huff-n-puff process)	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Спицына Любовь Юрьевна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Двуокись углерода как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений	
Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием углекислого газа	
Технологическая эффективность газоциклической закачки диоксида углерода (huff-n-puff process)	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна			19.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Закись Александр Анатольевич		19.03.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, в том числе 12 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 40 источников. Ключевые слова: нефть, методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы, газовые методы, углекислый газ.

Объектом исследования являются методы увеличения нефтеотдачи пласта основанные на использовании углекислого газа.

Целью данной работы является обоснование эффективности применения углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений. Обзор существующих методов.

Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, с высоковязкими нефтями.

В работе рассмотрены основные механизмы повышения нефтеотдачи пласта при закачке углекислоты в пласт. Рассмотрены технологии разработки и критерии их эффективного применения. Проанализированы возможные источники диоксида углерода и выявлены потенциально наиболее благополучные районы по его обеспеченности и экономической выгоды применения в целях повышения нефтеотдачи.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

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-СО₂ – повышение нефтеотдачи диоксидом углерода;

СКФ-СО₂– Сверхкритическая флюидная экстракция СО₂;

СНГ – Содружество Независимых Государств;

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ДВУОКИСЬ УГЛЕРОДА КАК РАБОЧИЙ АГЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
1.1 Общая характеристика методов увеличения нефтеотдачи.....	12
1.2 Основная классификация методов повышения нефтеотдачи	13
1.3 Газовые методы повышения нефтеотдачи	18
1.4 Закачка CO ₂ в пласт	20
1.5 Основные преимущества и недостатки технологии.....	24
1.6 Основные критерии применимости технологии.....	26
1.7 Опыт использования технологии	29
2 ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА.....	32
2.1 Основные типы технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO ₂	32
2.1.1 Непрерывное нагнетание CO ₂	32
2.1.2 Закачка карбонизированной воды.....	34
2.1.4 Закачка оторочки CO ₂ с последующей закачкой воды	37
2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO ₂ и воды.....	40
2.1.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO ₂	42
2.1.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process)	45
2.2 Анализ источников CO ₂	48
2.3 Особенности и возможные осложнения при использовании диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи	52

3	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ	ЭФФЕКТИВНОСТЬ
	ГАЗОЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА (HUFF-N-PUFF PROCESS)	54
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
4.1	Потенциальные потребители технологии	59
4.2	Технология QuaD	61
4.3	Бюджет технологии проведения закачки углекислого газа в целях увеличения нефтеотдачи	62
4.3.1	Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения закачки углекислого газа в целях увеличения нефтеотдачи	62
4.3.2	Расчёт дополнительной добычи нефти и газа.....	62
4.3.3	Расчёт расходов на углекислый газ.....	63
4.3.4	Экономическая эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта.....	64
4.3.5	Расчёт чистой прибыли	65
4.4	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	66
4.5	SWOT-анализ.....	68
4.6	Разработка графика анализа технологии	70
4.7	Вывод по экономическому разделу	72
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.2	Производственная безопасность.	77
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	78
5.3.1	Отклонение показателей климата рабочей зоны	78
5.3.2	Превышение уровня шума и вибрации.....	79

5.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды.....	80
5.3.4 Аппараты под давлением	80
5.3.5 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.....	81
5.4 Экологическая безопасность.....	82
5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы	82
5.4.2 Мероприятия по охране гидросферы.....	83
5.4.3 Мероприятия по охране литосферы.....	83
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент, эффективность от современных методов извлечения нефти считается неудовлетворительной, во всех нефтедобывающих странах, особенно, если учитывать тот факт, что ее потребление увеличивается во всех странах ежегодно. В среднем по миру конечная нефтеотдача пластов в различных странах и регионах колеблется от 25 до 45%.

Так, например, в странах Латинской Америки, в Юго-Восточной Азии, а также в Канаде и Саудовской Аравии конечная нефтеотдача в среднем составляет от 24 до 37 %. В странах СНГ и в России значение коэффициента в среднем не превышает 40 %, а в Иране максимальное значение достигает всего 17 %.

Исходя из имеющихся статистических данных, можно сделать вывод, что 55-75 % от начальных геологических запасов, остаются неизвлеченными и относятся к остаточным или неизвлекаемым, в связи с возможностями методов и технологий.

Из года в год, число месторождений с легкоизвлекаемыми запасами снижается с пугающей скоростью. За последние несколько десятков лет, в нефтедобывающей отрасли компании столкнулись с большим количеством осложнений и трудностей, они возникают при добыче пластовой нефти, а бороться с ними классические методы повышения нефтеотдачи не позволяют. В такой ситуации единственным и верным решением является использование новых методов, более усложненных, но в тоже время и эффективных, данные методы позволяют поддерживать требуемый уровень добычи нефти. Примером методов, которые могут позволить решение возникающих проблем и эффективны, являются методы, основанные на закачивании в пласт углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи.

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

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

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить технологии, использующие углекислый газ, с целью повышения нефтеотдачи.
2. Проанализировать опыт использования технологии закачки CO_2 в пласт.
3. Выявить критерии эффективной применимости технологий закачки CO_2 .
4. Определить основные преимущества и недостатки использования диоксида углерода.

1 ДВУОКИСЬ УГЛЕРОДА КАК РАБОЧИЙ АГЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Общая характеристика методов увеличения нефтеотдачи

С каждым годом методам увеличения нефтеотдачи (далее МУН) уделяется все большее внимание, так же происходит развитие исследований, которые направлены на поиск и обоснование подхода к выбору технологий разработки месторождений, которые окажутся наиболее эффективными.

Использование реинвестиций на максимальном уровне, минимальные капитальные вложения и высокий уровень экономической эффективности при разработке месторождений являются основными причинами деления всего периода разработки месторождений на три основных этапа.

Преобладание естественной энергии пласта при добыче нефти максимально используется на первом этапе разработки месторождений.

Возникает необходимость использования методов поддержания пластового давления при разработке месторождений на втором этапе, поддержание осуществляется путем закачки воды или газа в пласт, подобные методы получили название – вторичные [1].

При добыче нефти с целью повышения эффективности разработки месторождений используют методы увеличения нефтеотдачи (МУН) на третьем этапе.

Важнейшую роль играет улучшение методов увеличения нефтеотдачи, такая необходимость возникает по той причине, что большая часть месторождений в России находятся на последней стадии разработки, дополнительным фактором является ежегодное снижение добычи нефти с данных месторождений. С каждым годом усложняется процесс поиска новых залежей, что приводит к разведке залежей в труднодоступных и удаленных районах. Однако благодаря техническим улучшениям в заканчивании и бурении скважин, происходит увеличение добычи извлекаемой нефти. Это дает

возможность добычи сланцевой и битуминозной нефти в труднодоступных и нетрадиционных залежах. Стоит отметить, что себестоимость добычи на подобных залежах резко повышает наличие индивидуальных рисков [1].

Методы увеличения нефтеотдачи могут быть отнесены к третичным методам, однако могут применяться на любой стадии разработки месторождения. На поздних стадиях рекомендуется применять МУНы, подразумевающие под собой ввод некоторого количества флюида, который не был в пласте изначально, так как это меняет весь процесс разработки.

1.2 Основная классификация методов повышения нефтеотдачи

Основная цель МУН заключена в возможности достаточно эффективно воздействовать на остаточную нефть, рассеянную в зонах пластов, подверженных заводнению или загазованности, а также на слабопроницаемые слои с высокой текущей нефтенасыщенностью, пропластки, находящиеся в заводненных монолитных пластах, линзы и зоны пластов, которые не охватываются дренированием при заданной системе добычи, этого требует распределение остаточной нефтенасыщенности пластов.

Универсальный метод, который бы был максимально эффективен на любом месторождении при любых условиях и параметрах, не может существовать даже в теории. Дело в том, что разнообразие остаточных запасов очень велико, так как свойства пластовой воды, нефти и газа, сильно различаются, как и проницаемость зон пластов которыми насыщена остаточная нефть [2].

Существующие методы повышения нефтеотдачи отличаются друг от друга эффектом, направленным в пласт и воздействуют не более чем на одну или две причины, которые оказывают влияние на состояние остаточных запасов.

Различают следующие виды методов увеличения нефтеотдачи:

1. Тепловые методы. Суть данных методов заключается в повышении температурного режима в стволе скважин и в призабойной зоне искусственным путем. В основном данным методом добывают парафинистую и смолистую

нефти, обладающие повышенной вязкостью. Эффективность этого метода достигается тем, что посредством воздействия тепловыми методами на нефтяные залежи ее вязкость существенно понижается, так же расплавляются парафин и смолистые вещества, которые в ходе эксплуатации скважины могли накапливаться на ее стенках [5].

На данный момент, существует три различные технологии тепловых методов, отличающихся друг от друга агентом горения и способом воздействия, а также используемым оборудованием:

- Вытеснение нефти горячей водой;
- Внутрипластовое горение;
- Паротепловое воздействие на пласт.

Как уже известно примерно 50% мировых запасов отнесены к высоковязким нефтям, что означает, что тепловые методы вносят значительный вклад в общую добычу нефти. Долгое время единственным способом добычи таких запасов являлись исключительно тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Первые попытки реализации повышения коэффициента нефтеотдачи нагреванием пласта применялись еще в 1865 г. Но, как и все другие, широкое применение тепловые методы увеличения нефтеотдачи получили в конце 70-х, в начале 80-х годов двадцатого века.

2. Газовые методы. В основе этих методов лежит газ, который закачивается в пласт. Существенным отличием данных методов от других является использование закачиваемого агента, а именно – газа, это недорогой агент, к тому же в газовых методах при закачке агента, важную роль играет естественная энергия пласта, а именно повышенная температура пласта.

При растворении закачиваемого агента в пластовой нефти, в пласте возникают газовые агенты, содержащие азот, углекислый газ, а также высокие фракции углеводородов, эти компоненты в совокупности создают вытесняющий агент, обладающий высокой эффективностью, такой агент инициирует окислительные процессы в пласте, в результате чего происходит растворение

породы пласта и некоторых видов цемента, а также повышение проницаемости пласта.

Различают следующие виды газовых методов:

- Закачка воздуха в пласт;
- Воздействие двуокисью углерода на пласт;
- Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Эти методы относят к числу наиболее высокопотенциальных и перспективных, они способны снизить остаточную нефтенасыщенность в зоне охваченной воздействием, до 2-5%. Так как большая часть остаточной нефти на известных разрабатываемых месторождениях остается в виде заводненных остаточных запасов, эти методы приобретают принципиальное значение, потому что их будет значительно труднее извлекать, чем из не заводненных пластов. Первые лабораторные эксперименты по применению газовых методов были проведены в 1967 г. В 1984 г. данные методы впервые были применены на месторождении [5].

3. Химические методы. Основным компонентом данных методов является вода с примесью химических реагентов. Таким образом данные методы основаны на заводнении. На данный момент во всем мире применяется свыше 30 различных технологий повышения нефтеотдачи путем химического воздействия на пласт. Эти методы используют для дополнительной добычи нефти из пластов, характеризующихся сильным заводнением, истощением, а также имеющих рассеянную и нерегулярную нефтенасыщенность.

Обычно используют поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение между водой и нефтью, что способствует добыче дополнительной нефти. Так же полимерные добавки увеличивают вязкость водной фазы и область охвата пласта. На данный момент идет активная разработка нового метода, позволяющего вместе с различными полимерами добавлять в водную фазу наночастицы, что позволит значительно повысить коэффициент извлечения нефти. Данные методы не популярны в связи с высокой

стоимостью реагентов и недостаточно высоким максимальным пределом эффективности (5-10%) [5].

Различают следующие виды химических методов:

- Закачка специальных ПАВ (включительно пенные системы);
- Закачка кислот;
- Воздействие на остаточные запасы композициями химических реагентов;
- Закачка полимерных растворов;
- Вытеснение нефти щелочными растворами;
- Воздействие на уровне микробиологии.

Самая первая закачка полимеров в промышленных условиях была произведена на месторождениях с тяжелыми нефтями в 1970-х г. однако данный метод применялся крайне редко, до недавнего времени. С развитием горизонтального бурения данная технология приобрела популярность. В последнее время на месторождениях было реализовано несколько проектов данного направления.

4. Гидродинамические методы. Принцип действия данных методов основан на повышении нефтеотдачи пластов, используя систему вертикальных перетоков, для эффективной реализации своих функций. Благодаря гидродинамическим методам реализуется повышение интенсивности добычи нефти, снижение воды, прокачиваемой через каналы, а также уменьшение текущей обводненности скважинной продукции.

Различают несколько основных видов гидродинамических методов, к ним относятся:

- Барьерное заводнение;
- Циклический метод;
- Форсированный отбор жидкости;
- Интегрированные технологии;
- Использование ранее не дренируемых запасов;

На данный момент самым исследованным и наиболее популярным является метод циклического заводнения, он был впервые предложен в 1959 г., а уже в 1965 г. получил свою физическую сущность, уже в 1978 г. были разработаны первые практические рекомендации по использованию данного метода. Остальные виды гидродинамических методов повышения нефтеотдачи получили распространение в 80-е годы [5].

5. Комбинированные методы. Методы получившие наибольшее распространение и известность. Сущность данных методов заключается в том, что для повышения нефтеотдачи используются комбинации различных методов повышения нефтеотдачи, чаще всего тепловой и физико-химический методы, гидродинамический и физико-химический, гидродинамический и тепловой методы. Данные методы на практике применялись с момента использования самих методов увеличения нефтеотдачи, так как на практике для более эффективной добычи остаточных запасов используют комбинацию нескольких методов в зависимости от условий. Классификации данные методы не имеют.

6. Методы увеличение дебита скважин. Использование данных методов характеризуется реализацией всего потенциала, вытесняющего агента естественной энергией пласта. Отличительной особенностью данных методов является временное увеличение добычи, повышение текущей нефтеотдачи пласта, т.е. данные методы не повышают конечную нефтеотдачу пласта. Данные методы не совсем верно относить к методам увеличения нефтеотдачи, применение которых характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента.

Классификация физических методов увеличения нефтеотдачи:

- Гидроразрыв пласта;
- Электромагнитное воздействие на пласт;
- Бурение горизонтальных скважин;
- Волновое воздействие на пласт.

Появление и распространение данных методов началось в 1960-х, но из-за отсутствия технологических решений и технического оснащения, технология получила свое распространение в 1970-х годах [4].

1.3 Газовые методы повышения нефтеотдачи

Как уже известно, различают следующие виды газовых методов:

- Закачка воздуха в пласт;
- Воздействие двуокисью углерода на пласт;
- Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

За счет окислительных процессов, происходящих в пласте в условиях повышенной температуры, достигается высокая эффективность вытесняющих агентов, которые образуются в результате закачивания воздуха в продуктивный пласт с целью повышения нефтеотдачи, данный метод основан на переходе воздуха в пластовых условиях в вытесняющий агент [2].

Отличиями данного метода, делающими его применение более выгодным и эффективным, являются:

- Использование дешевого агента (воздуха);
- Использование природной энергии пласта (используется повышенная температура в пласте, которая составляет 60-70 °С, для инициации самопроизвольных окислительных процессов, способствующих формированию вытесняющего агента.

То насколько выгодно будет происходить использование энергии пласта при закачке воздуха на месторождениях с легкой нефтью, зависит от скорости инициации внутрипластовых окислительных процессов.

При помощи лабораторных исследований и практических испытаний, было установлено, что наилучшей растворимостью среди различных газов в воде обладает диоксид углерода. С увеличением температуры было зафиксировано снижение растворимости данного газа в воде, а при повышении давления увеличение [2].

Вязкость воды незначительно повышается в результате растворения в ней углекислого газа, однако такое повышение незначительно, так если в воде будет содержаться от 3 до 5% углекислого газа, то повышение вязкости произойдет не более чем на 20-30 %, такое повышение вязкости не принимается во внимание, так как процесс закачки углекислого газа в пласт сопровождается повышением проницаемости пласта, происходит растворение некоторых компонентов пласта, а также цемента, за счет угольной кислоты H_2CO_3 , образующейся при использовании CO_2 в процессе повышения нефтеотдачи. Еще одним положительным эффектом, позволяющим не принимать во внимание повышение вязкости воды в пласте, является эффект снижающий набухание частиц глины, углекислый газ способен в 4-10 раз более эффективно растворяться в нефти чем в пластовой воде. Подобная разность в растворимости позволяет диоксиду углерода с легкостью переходить из водного раствора в нефть, при подобном переходе межфазное натяжение между ними становится минимальным, а значит вытеснение близко к смешивающемуся.

Уменьшение возможности разрыва водной пленки, способность отмывать с породы и зерен пленочную нефть, эти способности CO_2 дают возможность каплям нефти при низких значениях межфазного натяжения свободно перемещаться в поровых каналах, иными словами происходит увеличение фазовой проницаемости нефти [2].

Горение твердых порохов в жидкости без какой-либо защитной оболочки либо герметичной камеры, сочетает в себе механические, тепловые и химические воздействия, а приурочены все эти эффекты к воздействию на пласт азотом, дымовыми газами и другими. Результатом подобного воздействия может быть ряд последствий, такие как:

– Горение газов, закаченных в пласт при высоком давлении до 100 Мпа, провоцирует процесс интенсивного вытеснения из ствола скважины в пласт жидкости, которая находилась в стволе, соответственно происходит расширение естественных трещин, которые были в пласте до применения технологии, а также появление новых.

- Парафины, асфальтены и смолы, находившиеся в пласте, будут растворены пороховыми газами высокой температуры, порядка 180-250 °С, проникшими в пласт.
- Все продукты горения, которые будут образовываться в пласте будут состоять в основном из хлористого водорода, и углекислого газа.
- При наличии свободной воды в пласте хлористый водород будет вступать в реакцию с ней и вызывать образование солянокислого раствора, имеющего слабую концентрацию.
- Будет происходить повышение продуктивности скважины за счет снижения вязкости нефти и поверхностного натяжения, вызванных растворением углекислого газа в нефти [3].

1.4 Закачка CO₂ в пласт

CO₂ 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 CO₂. 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. 1).

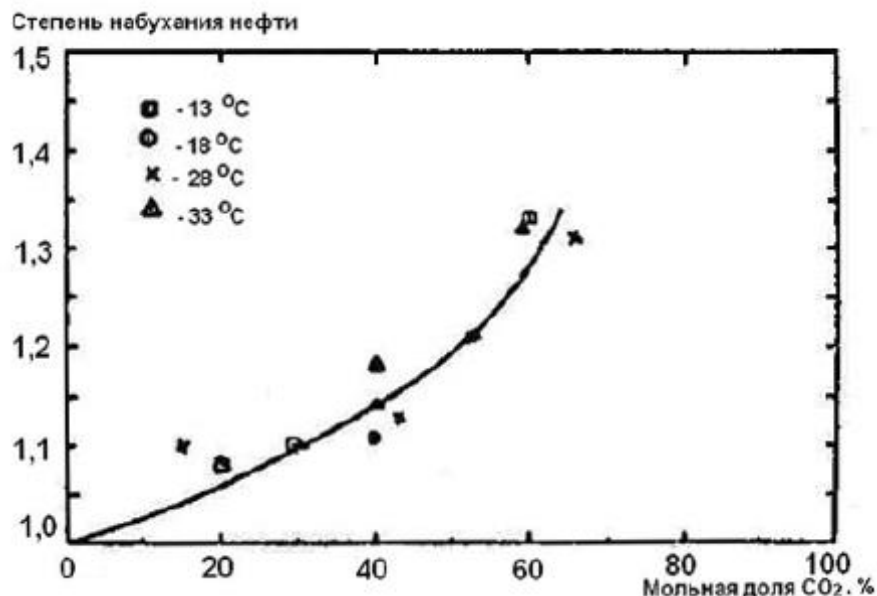


Рисунок 1 – Степень набухания нефти в результате растворения в ней диоксида углерода.

Значительную роль при использовании CO₂ 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 CO₂.
- 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 CO₂, 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, связано 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 особенностью 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].

1.5 Основные преимущества и недостатки технологии

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 особенностью образовывать кристаллогидраты.

Как уже известно при растворении двуокиси углерода в нефти, ее температура будет неизбежно снижаться, при чем степень снижения увеличивается с увеличением концентрации углекислого газа. Такой эффект может повлечь за собой формирование нежелательных при разработке асфальтено-смолисто-парафиновых отложений [2].

1.6 Основные критерии применимости технологии

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 химических 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].

1.7 Опыт использования технологии

В 1967 году в Советском Союзе в ВНИИ БашНИПИнефть были проведены первые лабораторные исследования и эксперименты, на Александрийской площади Туймазинского месторождения была проведена пробная закачка CO_2 в виде карбонизированной воды, при этом удельный коэффициент количества закачанного углекислого газа на одну тонну добытой нефти составил 0,17 т/т. В результате эксперимента, при котором карбонизированная вода закачивалась, в объемах равных двум поровым объемам, концентрация закачиваемой воды, насыщенной углекислым газом составляла 1,7 %, приемистость нагнетательных скважин увеличилась на 10-40%, а охват пласта заводнением по мощности возрос на 30 %.

В 1984 году на Радаевском месторождении также была проведена закачка углекислого газа, с целью повышения нефтеотдачи, в общей сложности было закачено около 800 тыс.т. диоксида углерода, к июлю 1988 года дополнительная добыча нефти за период эксплуатации составила 218 тыс.т. нефти, таким образом удельный эффект от закачанного углекислого газа составил 0,28 т/т, но в 1989 эксперимент был завершен, многочисленные прорывы трубопровода и углекислотопровода, а также отсутствие возможности равномерной доставки диоксида углерода, привели к невозможности дальнейшего продолжения эксперимента с использованием CO_2 [10].

0,125 т/т составил удельный коэффициент на Козловском месторождении, куда было закачено порядка 110 тыс.т. сжиженного углекислого газа. На Сергеевском месторождении в 1984 году также была проведена попытка закачать в продуктивный пласт углекислоту, эффект составил 0,23 т/т всего за 5 лет. Также на Елабужском месторождении в 1987 году в пласт было закачено около 60 тыс.т. CO_2 . Использование технологии повышения нефтеотдачи с использованием диоксида углерода во всех выше описанных технологиях было отмечено как эффективное и сопровождалось повышением нефтеотдачи, однако высокие значения начальных капиталовложений, длительный срок окупаемости

и отсутствие требуемых объемов углекислоты и спец. оборудования, препятствовали стабильной эксплуатации и дальнейшему развитию технологии.

За рубежом данная технологии очень популярна и реализован огромный опыт ее использования. Еще в 1981 году во всем мире, без учета Советского Союза, насчитывалось около 27 различных проектов, использующих углекислый газ, действовавших на тот момент, 9 уже были завершены и 63 планировались к реализации. В США, Канаде, Турции, Венгрии, Великобритании и в других активно использовалась данная технология.

В Соединенных Штатах в 1984 году технология с использование углекислого газа была реализована в Техасе. Компания Scurry в Пермском бассейне Западного Техаса производила закачку углекислого газа в продуктивные пласты, также закачка проводилась на Востоке штата Нью-Мексико, в результате испытаний было решено внедрить данную технологию. Закачка диоксида углерода именно на данных месторождения была выбрана исходя из близкого местонахождения относительно природных источников CO₂, близкое местонахождение месторождений природного углекислого газа способствует бесперебойной поставке углекислоты по трубопроводу до месторождений [10].

На момент 2014 года, в мире уже насчитывалось около 136 реализованных проектов с использованием углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи, все эти проекты были произведены и реализованы более чем 30 компаниями-операторами. По данным статистики из 136 реализованных проектов около 90 считались крайне успешными, 10 проектов не были реализованы по различным причинам и около 20 были отнесены к перспективным, а остальные в связи с недавней реализацией еще не могут быть занесены в статистику. Подавляющее большинство проектов, а именно 128 были реализованы в США. Месторождения Sacros и Devonian Unit относятся к самым продолжительным и успешным проектам по закачке углекислого газа за все время, они были начаты в 1972 г. и не завершены до сих пор. Обе компании

расположены в Техасе и имеют прирост дебита 10,81 м³/сут/скв. и 7,84 м³/сут/скв.

Проанализировав опыт использования углекислого газа, как агента повышения нефтеотдачи, за рубежом и России, можно сделать вывод что, если существует доступный источник диоксида углерода, использование данной технологии может значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи на многих месторождениях России.

2 ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

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

Массообмен, капиллярные и гравитационные эффекты являются основными элементами сложного процесса вытеснения нефти диоксидом углерода. При условии частичного или полного смешивания углекислого газа с нефтью, будет происходить изменение ее реологических свойств и вовлечение в разработку ранее незадействованных нефтей. Условия насыщения и предшествующее вытеснение оказывают сильное влияние на процесс вытеснения нефти при помощи CO₂.

На данный момент времени известны и активно используются различные подходы к применению углекислого газа:

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

2.1.1 Непрерывное нагнетание CO₂

При непрерывном нагнетании углекислого газа в пласт основным моментом является давление смеси, данное давление играет основную роль в определении режима вытеснения нефти, а, следовательно, и эффективности применения технологии. Другим важным моментом при

вытеснении нефти двуокисью углерода является чистота, этот параметр напрямую влияет на смешимость газа с нефтью.

По сравнению с другими технологиями применения углекислого газа при непрерывной закачке удастся достичь более высокого коэффициента вытеснения, этот факт является преимуществом данного метода. Высокий коэффициент вытеснения достигается за счет того, что перед продвигающимся фронтом диоксида углерода происходит образование нефтяного вала, который свойственен для процессов, происходящих при смешивающемся вытеснении.

Использование данного метода для вытеснения остаточной нефти в обводненных залежах путем постоянной закачки CO_2 достаточно популярно в зарубежной практике.

Данная технология хоть и популярна, но имеет ряд серьезных недостатков. Из-за большой разницы у диоксида углерода и нефти в вязкости и плотности возможны быстрые прорывы углекислого газа к добывающим скважинам по высокопроницаемым пластам, гравитационное разделение и значительное уменьшение коэффициента охвата. К тому же, вытеснение нефти при помощи углекислого газа требует его больших расходов. Но данная проблема частично решается применением комбинированной смеси ПНГ и CO_2 . Но в таком случае минимальное давление при котором будет происходить смешиваемость будет значительно выше, а от состава нефти и пластовых условий будет зависеть концентрация того или иного компонентов в каждом конкретном случае.

Эту технологию можно применять только для однородных коллекторов с низкой проницаемостью, при условии, что месторождение относится к купольному типу или на месторождениях с крутопадающими пластами, которые содержат в себе нефть с вязкостью менее $15 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, при условии, что имеется доступный источник CO_2 [6,8].

2.1.2 Закачка карбонизированной воды

Данный метод из всех методов закачки CO_2 является самым простым, сущность метода заключается в нагнетании воды, предельно или частично (3-5 %) насыщенной CO_2 . При помощи научных и последующих практических исследований было доказано, что применение карбонизированной воды достаточно сильно повышает нефтеотдачу продуктивных пластов, как с начала разработки месторождения (на 10-15 %), так и для месторождений, на которых раньше уже применялось обычное заводнение (на 8-10 %) [6].

Технология основана на закачке в пласт через нагнетательные скважины карбонизированной воды при давлении, которое превышает давление насыщения воды диоксидом углерода в 1,1-2,3 раза. Карбонизированная вода действует таким образом, что углекислый газ в пласте переходит из воды в оставшуюся за фронтом вытеснения нефть. После данного перехода происходит снижение вязкости остаточной нефти, значительное увеличение ее объема, уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть-вода и снижение смачиваемости пород. Таким образом фильтрационные характеристики пластовой нефти, а также ее подвижность повышаются.

В момент, когда карбонизированная вода закачивается в пласт она находится в так называемом предпереходном фазовом состоянии. Это состояние характеризуется близостью системы к структурно-фазовому превращению, при котором наблюдаются различного рода аномалии структуры и свойств. Карбонизированная вода в таком состоянии может обладать повышенным расходом жидкости при ее фильтрации в пористой среде, а также неравновесными вязкоупругими свойствами. Гидрофильный коллектор теряет свои свойства и происходит снижение охвата залежи вытеснением, снижение нефтеотдачи и приемистости нагнетательных скважин при закачке в пласт карбонизированной воды в таком состоянии.

В связи с подобными эффектами было установлено, что целесообразно перед закачкой карбонизированной воды в пласт добавлять в нее 0,01-1 % катионного поверхностно-активного вещества. Что способствует

гидрофобизации порового пространства, в результате чего неравновесные вязкоупругие свойства сохраняются, а закачиваемая карбонизированная вода более равномерно поступает в высоко- и низкопроницаемые пропластки. Стоит также отметить тот факт, что катионные ПАВ являются хорошими ингибиторами коррозии, их давление снижает коррозию нефтепромыслового оборудования. Был проведен ряд лабораторных исследований на модели двухслойного пласта с проницаемостью слоев 0,9 и 2,1 мкм², в результате чего было установлено, что данный способ эффективен. Наиболее высокий прирост коэффициента вытеснения был зафиксирован при концентрации ПАВ=0,1 % и составил целых 14% (табл. 1)

Таблица 1 – Результаты лабораторных исследований влияния концентрации ПАВ на коэффициент вытеснения нефти [17]

№	Концентрация катионного ПАВ, %	Коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	0 (прототип)	73	-
2	0,005	73	0
3	0,01	78	5
4	0,1	87	14
5	1	80	7
6	1,5	80	7

На процесс вытеснения остаточной нефти карбонизированной водой плотность сетки скважин, гравитационные силы и система разработки оказывают такое же влияние, как и на обычное заводнение. Что значительно ниже по сравнению с другими методами повышения нефтеотдачи основанными на закачивании в пласт углекислого газа.

Основным преимуществом данного метода можно назвать достаточно низкий по сравнению с другими методами закачки CO₂, расход закачиваемого углекислого газа (в 6-7 раз). Основным недостатком технологии, основанной на закачке в продуктивный пласт карбонизированной воды, принято считать тот факт, что вытеснение нефти при помощи карбонизированной воды сопровождается значительным отставанием фронта, в котором сконцентрирован диоксид углерода в воде, от фронта вытеснения, который имеет высокую

зависимость от коэффициента распределения углекислого газа между нефтью и водой, а также от концентрации его в воде, давления и температуры в пластовых условиях. Это объясняет причину увеличенного срока получения какого-либо эффекта от применения данного метода.

2.1.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины

Технология разработанная и запатентованная компанией ПАО «Татнефть» позволяет расширить область применения закачки CO_2 . Данный способ позволяет разрабатывать неоднородные коллектора и коллектора имеющие слабую проницаемость, разработка которых при помощи непрерывной закачки является малоэффективной или вовсе нецелесообразной.

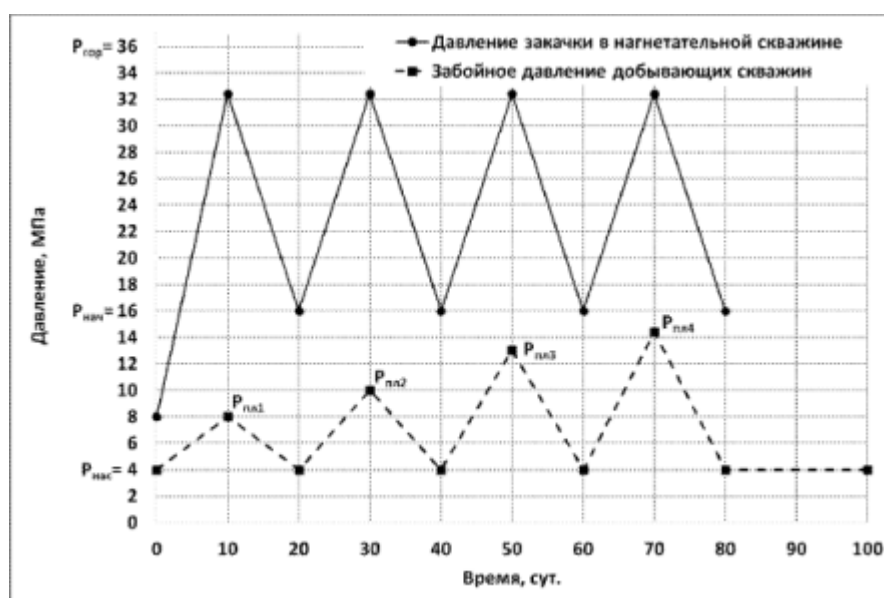


Рисунок 2 – График изменения давления закачки в нагнетательной скважине и забойных давлений в добывающих скважинах при циклической закачке диоксида углерода [19].

Был предложен метод, сущность которого заключалась в подборе участка на месторождении разброс в проницаемости которого как по разрезу, так и по площади составлял бы от 0,001 мД до 2 мД. После того как рассматриваемый участок некоторое время эксплуатировался и когда значение пластового давления в процессе разработки снизилось на 20-50 % от начального, предлагалось начать циклический режим закачки углекислого газа в

нагнетательные скважины, с целью постепенного увеличения и уменьшения давления нагнетания, с одновременным синхронным регулированием режимов работы добывающих скважин. Закачка циклическим способом осуществлялась пока текущее пластовое давление не восстанавливалось до начального давления или близкого к нему (0.9 - 1.1 от $P_{нач}$), после чего закачка CO_2 прекращалась, а добыча осуществлялась при забойном давлении не менее давления насыщения нефти как углеводородным, так и углекислым газом (рис. 2).

На участке карбонатного нефтяного коллектора, который характеризуется низкой проницаемостью и пористостью (Таблица 2) применение данной технологии позволило дополнительно извлечь 54,6 тыс. т. нефти, что соответствует приросту КИН на 0,116 [19].

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики участка

Параметр	Единицы измерения	Значение
Глубина залегания кровли пласта	м	1520
Тип коллектора	-	Карбонатный
Начальное пластовое давление	Мпа	16
Нефтенасыщенная толщина пласта	м	20
Давление насыщения нефти углеводородным газом	МПа	4
Давление насыщения нефти углекислым газом	МПа	3
Проницаемость	мД	От 0,001 до 2
Пористость	%	6
Вертикальное горное давление	МПа	36

2.1.4 Закачка оторочки CO_2 с последующей закачкой воды

При заводнении карбонизированной водой, как говорилось ранее, происходит отставание фронта концентрации углекислого газа от фронта вытеснения. Если в пласт нагнетать чистый CO_2 в виде оторочки в объеме 10-30 % от объема пор, а затем продвигать его карбонизированной или чистой водой, то данного отставания можно избежать. На данный момент существует и реализуется на практике два метода реализации данной технологии, оторочка может закачиваться в жидком или газообразном состоянии.

Однако способ с использованием жидкого диоксида углерода ограничивается критической температурой. В лабораториях проводились исследования, оценивалась эффективность использования углекислого газа, содержащих составов, а именно модели дымового газа, где содержание углекислого газа 80 % и азота 20 %, карбонизированная вода (6,3 % об.) и сжиженный CO_2 (99,6 % об.), в результате исследований было установлено, что последний метод оказался наиболее эффективным рабочим агентом. Было определено, что после внедрения углекислоты происходит интенсивный массообмен между компонентами потока, в результате чего все пластовые жидкости достаточно стремительно достигают равновесного насыщения углекислым газом и процесс вытеснения приближается к смешивающему. При этом было выявлено, что закаченная вода остается неподвижной во время продвижения оторочки двуокиси углерода. Со временем из-за разбухания и фильтрации закаченной воды нагнетаемой проталкивающей жидкостью, между оторочкой CO_2 и проталкивающим агентом образуется преграда, препятствующая потере углекислого газа из оторочки на насыщение новых порций проталкивающего агента. Отмечается, что применение оторочек жидкого CO_2 позволяет значительно увеличить извлечение остаточной нефти из продуктивных, высокообводненных или неперельнонасыщенных залежей [19].

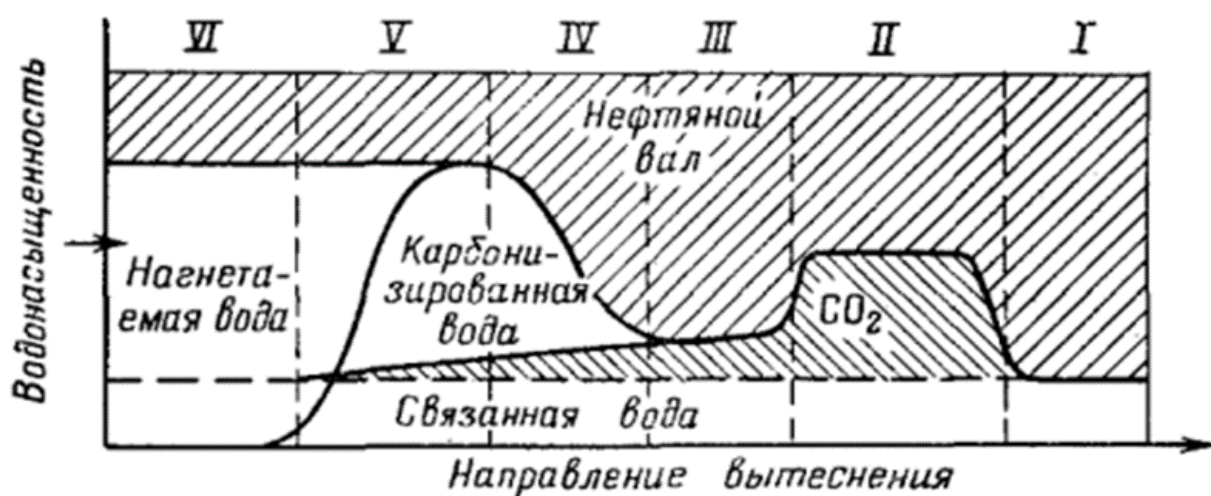


Рисунок 3 – Вытеснение нефти оторочкой газообразного диоксида углерода и распределение насыщенности воды, нефти и CO_2 при неполной смешимости [20]

- I. Зона однофазного течения нефти в присутствии закаченной воды;
- II. Зона совместного движения нефти, воды и углекислого газа с активным межфазным массообменом;
- III. Зона движения нефтяного вала в присутствии закачанной воды и защемленного газа;
- IV. Зона движения нефтяного вала в присутствии остаточной нефти и остатков свободного газа;
- V. Зона продвижения нагнетаемой воды в присутствии остаточной нефти с активным перераспределением выделяющегося из нефти диоксида углерода между обеими жидкостями;
- VI. Зона фильтрации закачиваемой воды в присутствии остаточной нефти и углекислого газа.

Второй способ представляет собой закачку оторочки газообразного CO_2 и является более популярным. При продвижении оторочки водой, диоксид углерода движется в виде объема свободного газа с четкими границами, стоит отметить, что при этом основной его объем находится перед фронтом вытеснения и незначительная часть вне фронта. Углекислый газ расходуется на насыщение породы и нефти в процессе продвижения оторочки, из-за чего его объем медленно уменьшается. Как и в первом методе образуется преграда между оторочкой и проталкивающим агентом из карбонизированной воды, предельно насыщенной CO_2 . При использовании данного метода в пласте образуются несколько характерных зон, представленных на рисунке 3.

По мере продвижения агента по пласту, в нем остаются только 5 и 6 зоны. В случае если оторочка небольшая, то с течением времени 2 и 3 зона исчезнут. В совокупности всех факторов вода начнет обгонять диоксид углерода и наблюдается вытеснение нефти карбонизированной водой. Отличительной особенностью применения диоксида углерода в качестве растворителя от других растворителей или углеводородных газов является тот факт, что даже небольшие оторочки данного агента обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи [20].

Применение данной технологии сильно ограничивается высокой зависимостью вытеснения нефти газообразными оторочками CO_2 от условий гравитационного разделения в пластах с высокой вертикальной проницаемостью.

2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO_2 и воды

Если нагнетать в пласт необходимый объем углекислого газа поочередно или одновременно с некоторым объемом воды, то можно получить более эффективный метод по сравнению с методом, описанным выше. Стоит отметить, что продолжительность, в таком случае, между циклами закачки, в зависимости от плотности сетки скважин, будет варьироваться от нескольких часов и до месяца или даже более. Отношение размеров порций, то есть газовой и водной, при чередующейся закачке оказывает наибольшее влияние на показатели эффективности данного метода. Схема вытеснения нефти представлена на рисунке 4.

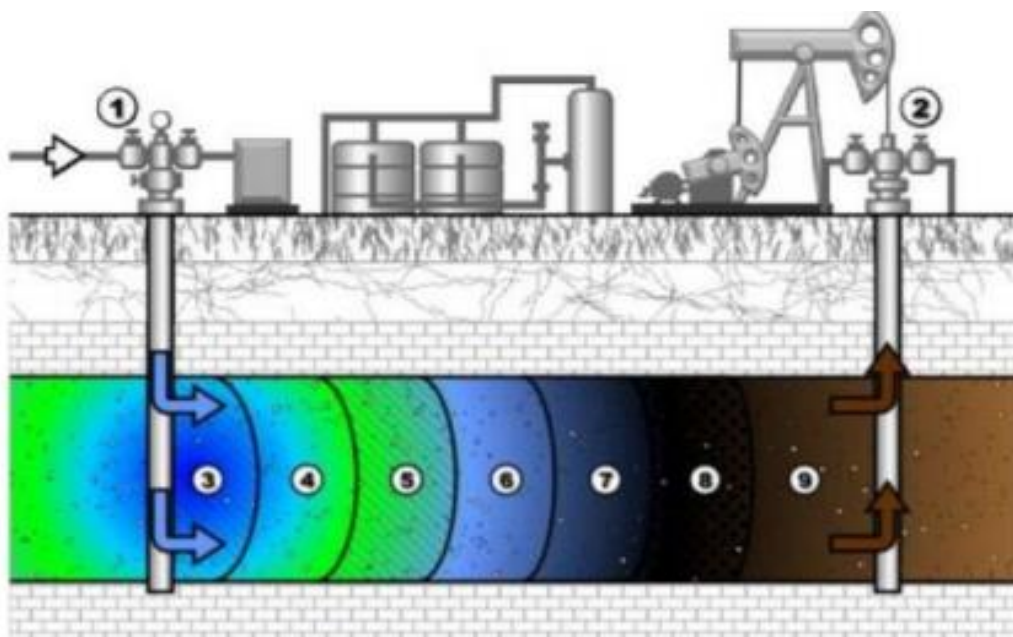


Рисунок 4 - Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием: 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона; 4 – газ (CO_2); 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7-зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

При снижении значения данного соотношения, будет уменьшаться вязкостная неустойчивость продвижения CO_2 , а следовательно будет происходить снижение вероятности преждевременного прорыва закачиваемого газа к забоям добывающих скважин. Но стоит отметить, что если значение соотношения будет ниже определенного значения, то эффективность метода резко снизится и будет по эффективности близка к закачке карбонизированной воды. Если значение газовойодяного отношения будет слишком высоким, возможно возникновение гравитационного расслоения, а также уменьшение охвата воздействием на пласт. Но при определенных значениях данного отношения, коэффициент охвата воздействием может достигать значений как при обычном заводнении или при нагнетании карбонизированной воды. Таким образом нужно поддерживать оптимальное значение для сохранения эффективности и предупреждения преждевременного прорыва агента к забоям добывающих скважин.

Разброс размеров оторочек напрямую зависит от смесимости нефти и диоксида углерода, а также от степени неоднородности пласта и нефтенасыщенности. При выборе наиболее подходящего газовойодяного отношения прежде всего обращают внимание на максимально возможное увеличение времени, до которого не будет происходить прорыва CO_2 к добывающим скважинам. Исходя из всех выше изложенных параметров оптимальное соотношение объемов углекислого газа и воды должно обосновываться специальными исследованиями и расчетами, исходя из реальных условий каждого месторождения индивидуально [6].

Отмечается, что если пласт достаточно однородный и нефтенасыщенность высокая, то в таких условиях объем оторочек углекислого газа может достигать 20 %. В неоднородных пластах с высокими значениями вязкости нефти, размеры закачиваемых объемов воды и газа должны будут уменьшаться.

Использование данного метода открывает возможность сочетать достоинства как газового агента (более высокий коэффициент вытеснения), так

и воды (более высокий коэффициент охвата). Данная технология применима в составе действующей системы поддержания пластового давления и может быть использована как на всем месторождении в целом, так и на отдельных скважинах.

Для эффективной разработки нефтяных месторождений в таблице 3 представлены условия применения водогазового воздействия [21,22].

Таблица 3 – Критерии применимости водогазового воздействия

Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
Глубина залегания пласта	м	1500-2000
Тип коллектора	-	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление	МПа	Более 15-18
Толщина пласта	м	15-20
Давление насыщения	МПа	Ниже начального пластового на 25-50 % и более
Насыщенность нефти углекислым газом	-	недонасыщенна
Проницаемость	мкм ²	0,1-0,8
Пластовая температура	°С	Более 50
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	Менее 10
Содержание асфальто-смолистых веществ	%	до 10-15

2.1.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO₂

Преждевременный прорыв газа к забоям добывающих скважин является основной проблемой при использовании углекислого газа в целях повышения нефтеотдачи скважин. Для того, чтобы снизить подвижность CO₂ и повысить охват воздействием существует вариант добавления различных химических агентов – пенообразующих ПАВ, для образования пен, имеющих стабильное состояние и обладающих повышенными показателями эффективности и вязкости. Использование подобных пен дает возможность улучшения вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением или

вышеупомянутыми технологиями использования диоксида углерода. Рассмотренный эффект достигается путем применения пенообразующих веществ, уменьшающих гравитационное разделение флюидов и стабилизирующих фронт вытеснения. Помимо этого, пенообразующие растворы ПАВ приблизительно в 10 раз сильнее понижают относительную проницаемость порового пространства пласта по газу чем вода, данная особенность позволяет достаточно сильно снизить возможность прорыва CO_2 к забоям нагнетательных скважин и выборочно блокировать его в высокопроницаемых пропластках [6,21].

Данный метод основан на том, что пена образуется в поровом пространстве путем нагнетания пенообразователя (ПАВ) и углекислого газа. Существует как одновременное закачивание компонентов (coinjection), в таком случае качество пены определяется долей содержания углекислого газа в смеси, так и поочередная закачка (surfactant-alternating gas (SAG)), в данном методе качество пены зависит от пропорции компонентов углекислого газа и ПАВ. В большинстве случаев на месторождениях используют поочередное нагнетание (SAG). При исследованиях в лабораториях было установлено, что многократное применение SAG дает возможность получить пену с кажущейся вязкостью 120 мПа·с, данное значение почти в 2 раза больше чем при совместном нагнетании пенообразователя и CO_2 (56 мПа·с). Также отмечается, что при использовании данного метода дополнительное извлечение в среднем составило около 30%.

Существует возможность получения устойчивого профиля вытеснения нефти без преждевременного прорыва и вязкостных языков, осуществление такой возможности достигается при помощи использования комбинированной модели водогазового воздействия совместно с пенообразующими ПАВ (FAWAG) (рис. 5) [23]. Были проведены эксперименты с использованием технологий вытеснения остаточной нефти с одновременной закачкой оторочек углекислого газа и воды (SWAG) и FAWAG на керновой модели, в результате

чего было установлено, что при использовании FAWAG достигается наиболее высокий показатель извлечения нефти, достигающий 92% (рис. 6) [21].

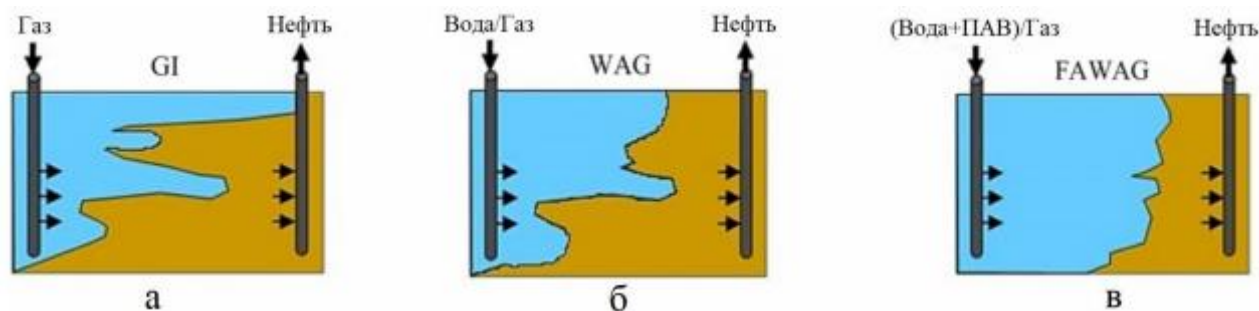


Рисунок 5 – Схема профиля вытеснения нефти при различных технологиях ПНО – CO₂

а – непрерывная закачка газа (GI); б – водогазовое воздействие (WAG); в – водогазовое воздействие с пенообразующим ПАВ (FAWAG).

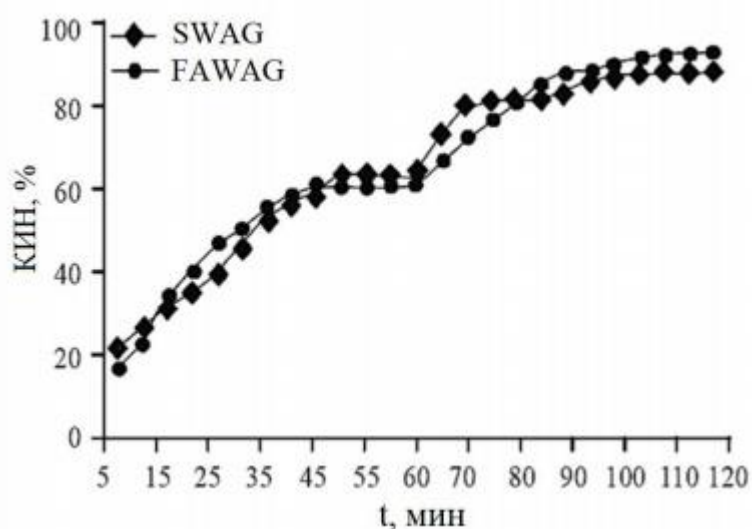


Рисунок 6 – Сравнение показателей извлечения нефти технологиями SWAG и FAWAG [21].

Методы с применением пен, могут быть использованы при добыче остаточной нефти из сильно неоднородных коллекторов с пропластками высокой проницаемости, а также разрезом, включающих водонасыщенные интервалы.

2.1.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process)

Данная технология представляет из себя закачку углекислого газа напрямую в добывающую скважину с последующей ее остановкой для того, чтобы произошла пропитка призабойной зоны пласта и далее производится добыча нефти. Весь процесс можно условно разделить на три стадии:

1. Нагнетание CO_2 в пласт.
2. Выдержка скважины.
3. Освоение и добыча.

Нагнетание по продолжительности может длиться от 24 до 48 часов, в зависимости от необходимого объема диоксида углерода. Продолжительность выдержки скважины может варьироваться от 1 до 40 суток, в зависимости от физико-химических свойств пластовой нефти, а также геолого-физических характеристик пласта.

Данная технология существенно снижает капитальные затраты, так как не требует обустройства специальных нагнетательных скважин. Также стоит отметить, что при использовании данного метода допускает использование автомобильной доставки сжиженного диоксида углерода, а это более экономически эффективно по сравнению со строительством трубопровода. Но данное преимущество будет эффективно только при условии, что существует постоянное дорожное сообщение с месторождением, а его протяженность не превышает 300 км. Данная технология может быть использована как способ проверки эффективности закачки CO_2 в масштабах месторождения [22, 23].

Существует и на практике применяется два варианта закачки диоксида углерода в добывающие скважины: закачка CO_2 в жидком состоянии и закачка CO_2 в сверхкритическом состоянии. Под сверхкритическим состоянием понимают такое состояние вещества, при котором исчезает различие между свойствами газовой и жидкой фазами. Скорость диффузии, вязкость, плотность

и сверхкритическое состояние и другие физические свойства характеризуются как промежуточные между свойствами газа и жидкости.

Диоксид углерода в сверхкритическом состоянии является достаточно эффективным растворителем, который сочетает в себе свойства газа, а именно низкую вязкость, малое межфазное натяжение и высокий коэффициент диффузии, и жидкости, а именно высокую растворяющую способность. Эти свойства в совокупности дают сверхкритическому флюиду диоксида углерода (СКФ-СО₂) способность проникать в пористое пространство и осуществлять более быстрый и эффективный массоперенос. Свойства СКФ-СО₂ можно регулировать при помощи изменения давления. С ростом давления резко возрастает растворяющая способность агента [22, 24].

Благодаря низким значениям параметров критических давления и температуры СО₂ может переходить в сверхкритическое состояние даже в пластовых условиях, это основное преимущество перед другими газами. Также стоит отметить, что СКФ-СО₂ не взрывоопасен, не токсичен, не горюч и является экологически чистым растворителем, в отличие от других газов применяемых на месторождениях с целью увеличения нефтеотдачи пластов.

Были проведены исследования термобарических условий на вытеснение нефти и было установлено, что закачка СО₂ в сверхкритическом состоянии может привести к повышению КИН в 1,5-2 раза по сравнению с обычной закачкой СО₂. Увеличение КИН принято связывать со значительным снижением кинематической вязкости диоксида углерода при переходе в сверхкритическое состояние, а также увеличение КИН связывают с увеличением растворимости газа в углеводороде, что дает возможность выровнять фронт вытеснения нефти, а также увеличить образование вязкостных языков. Исходя из вышеизложенных фактов, можно сделать вывод, что СКФ-СО₂ можно применять не только в газоциклической закачке в добывающие скважины, но и в иных методах увеличения нефтеотдачи, которые связаны с использованием диоксида углерода как вытесняющего агента.

Вторым способом является газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающую скважину в жидком состоянии при сверхкритических условиях. В предложенной технологии основным механизмом повышения нефтеотдачи является способность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии растворять органические вещества, которые находятся в высоковязкой нефти, а также снижать вязкость нефти в пластовых условиях, вызывать ее набухание, увеличивать свою смешиваемость с нефтью, вызывать сильное снижение межфазного натяжения на границе нефть - СКФ-СО₂, все это приводит к снижению капиллярных сил. Это позволяет вовлекать в процесс разработки капельную нефть, которая до применения технологии оставалась и находилась в трудноизвлекаемых капиллярах.

СКФ-СО₂ обладает высокой чувствительностью к перепаду давления, поэтому для эффективного растворения нефти, давление в таком случае должно быть не ниже 7,38 Мпа. Растворяющая особенность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии возрастает с увеличением давления выше критического. Перепад давления в сторону ниже критического может вызвать осаждение высокомолекулярных фракций нефти в пласте, а как следствие, образование АСПО, сопровождающееся полной или частичной потерей проницаемости участка, как правило ПЗП [25, 26].

В связи с этим возникает необходимость применения дополнительного химического метода воздействия композиционной смесью, который основан на закачивании оторочек в добывающую скважину до и после закачки сжиженного углекислого газа. Такое дополнение позволяет создать условия для смешивания сверхкритического диоксида углерода с нефтью в пластовых условиях за счет снижения ММР, а также разрыхлять и растворять образующиеся осадки АСПО в ПЗП. Газоциклическую закачку СО₂ при сверхкритических условиях, более выгодно применять в глубокозалегающих пластах и коллекторах с низкой проницаемостью. Для применения СКФ-СО₂ также благоприятны залежи, которые постилаются водой или имеют обширные водонефтяные зоны.

Было проведено множество исследований в лабораториях и на месторождениях и выявлена такая зависимость, что дополнительная добыча нефти на прямую зависит от размера оторочки углекислоты, которая закачивается на первом этапе и периоду выдержки скважины на втором [27].

2.2 Анализ источников CO₂

Для того чтобы получить одну тонну дополнительной нефти, необходимо приблизительно 1000 м³ чистого CO₂. Использование диоксида углерода позволяет увеличить КИН в широком диапазоне геолого-физических свойств нефтяных пластов. Таким образом возникает серьезная необходимость значительных объемов углекислого газа, что является основным фактором, который ограничивает возможность реализации данной технологии. Этот фактор влияет и на рентабельность применения технологий, которые связаны с использованием диоксида углерода [25].



Рисунок 7 – Классификация источников диоксида углерода

Выделяют два источника углекислого газа (рис. 7) техногенные источники и природные. Из техногенных источников, на которых может улавливаться углекислый газ можно выделить несколько основных, к ним относятся:

- Цементные заводы;
- Электростанции;
- Предприятия, относящиеся к черной металлургии;
- Нефтеперерабатывающие заводы;

- Газоперерабатывающие заводы;
- Предприятия, относящиеся к химическому производству (производство этанола, этилена, аммиака и т.д.).

Согласно статистике, наибольшее количество выбросов диоксида углерода (рис. 8) происходит энергетическим сектором, который включает в себя производство тепла, энергии, нефтепереработку и газопереработку, производство твердых топлив и другие виды энергетической промышленности (рис. 9).

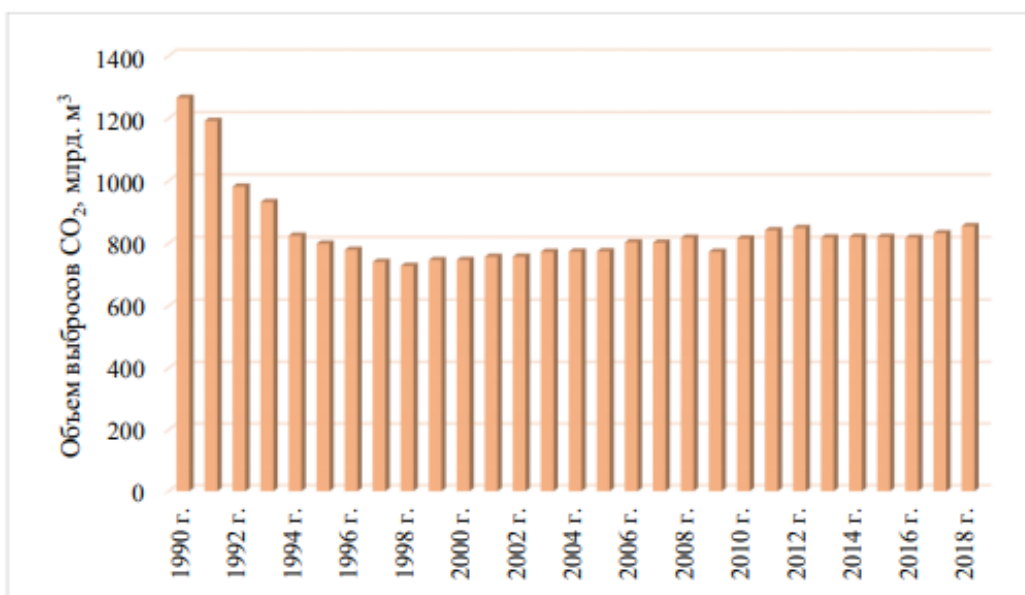


Рисунок 8 – Объем выбросов CO₂ на территории РФ

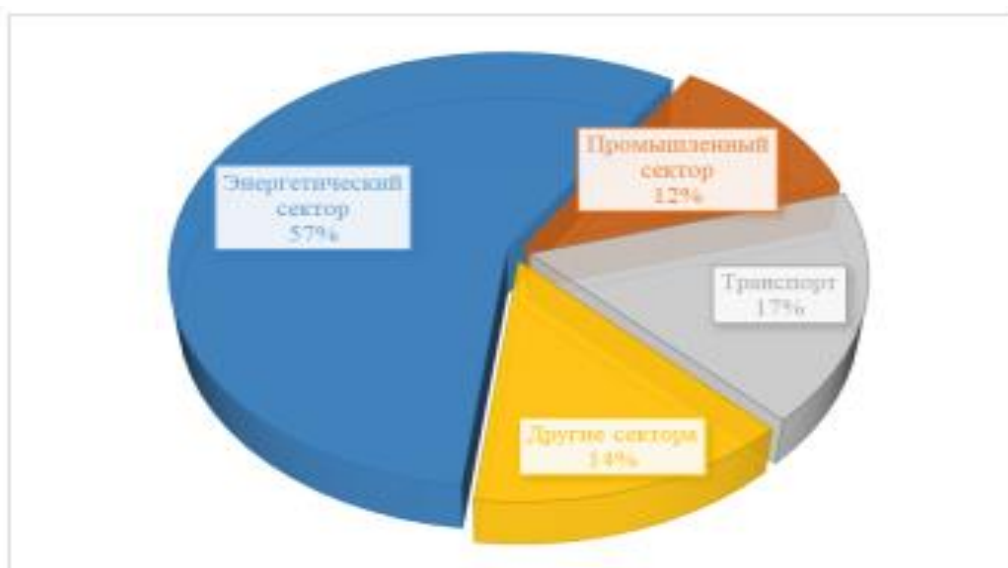


Рисунок 9 – Источники эмиссии CO₂ по секторам за 2018 г.

К природным источникам CO_2 принято относить месторождения, которые содержат углекислый газ. Технологии увеличения нефтеотдачи основанные на использовании углекислого газа наиболее популярны в США, в России на данный момент не зарегистрировано месторождений природного диоксида углерода. Основная его часть существует в виде попутного компонента при добыче углеводородных газов. Чаще всего его содержание не превышает 1 %, существуют месторождения, где содержание углекислого газа достигает 97 %, но такие проявления локальны, а значит произвести прогнозирование и оценку затруднительно [26].

Крупнейшие месторождения CO_2 в мире относят к вулканогенному генезису, концентрация углекислого газа в таких месторождениях может достигать 100 %. В России Восточная Сибирь и Сахалин являются наиболее благоприятными условиями, для того чтобы происходило образование залежей диоксида углерода. Однако до сих пор исследования по оценке и прогнозированию данных зон возможной концентрации запасов CO_2 не производились.

Исследователями были проведены анализы различных источников углекислого газа и в последующем созданы карты для различных регионов РФ в целях улавливания (рис. 10) и для применения в целях увеличения нефтеотдачи (рис. 11).

Основой для построения карт служило количество электростанций в каждом регионе, а также их суммарный выброс углекислого газа, также учитывалось среднее расстояние от электростанций до ближайшего нефтяного месторождения, потребность повышения нефтеотдачи при помощи диоксида углерода за год, количество экономически успешных потенциальных проектов, а также среднее значение затрат на перевозку CO_2 до месторождения [25].

Для того, чтобы определить к какому рангу перспективности относится конкретный регион был разработан специальный алгоритм, который учитывал стоимость улавливания диоксида углерода, физико-геологические свойства

месторождений, затраты на транспортировку углекислого газа и его закачку, а также экономическую эффективность данных проектов. Если затраты на одну тонну диоксида углерода становились выше определенного значения на каждом этапе анализа, то данная система месторождение – источник CO₂ далее не рассматривалось.

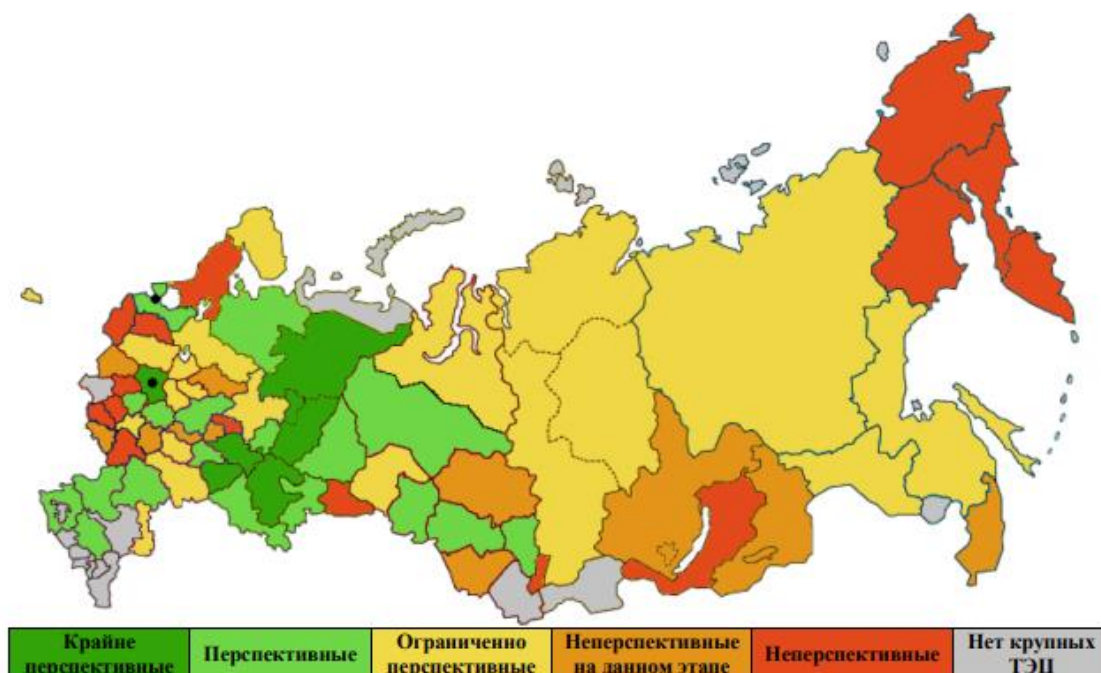


Рисунок 10 – Карта перспективных регионов РФ для целей использования улавливания CO₂

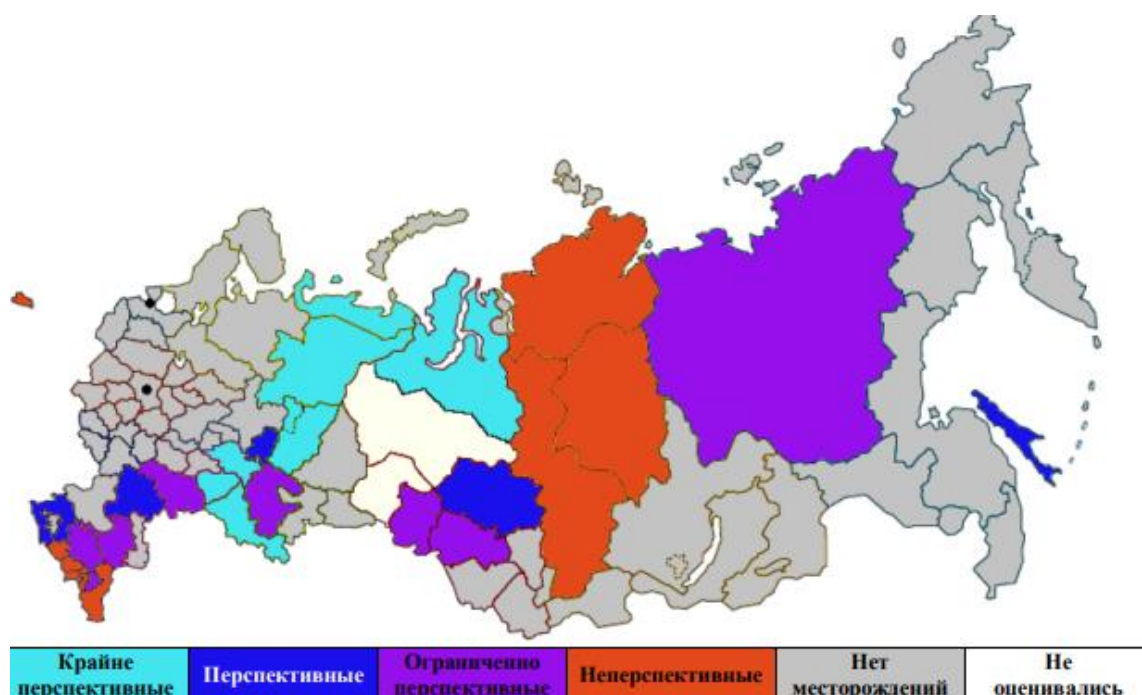


Рисунок 11 – Карта перспективных регионов РФ для целей использования диоксида углерода для повышения нефтеотдачи

2.3 Особенности и возможные осложнения при использовании диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи

Даже учитывая все преимущества ПНО - CO₂, 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 CO₂ 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 асфальтосмолопарафиновых 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 вытеснением, 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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА (HUFF-N- PUFF PROCESS)

С целью наиболее эффективного растворения содержащей высокомолекулярные компоненты нефти, требуется поддерживать давление выше $P_{\text{крит}} = 7,38$ МПа, что обусловлено очень высокой чувствительностью СКФ-СО₂ к перепаду давления. Растворяющая способность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии увеличивается, при росте перепада давления выше критического. А значит, что для наиболее эффективного использования технологии следует не допускать перепада давления ниже критического значения, данный перепад может вызвать осаждение высокомолекулярных фракций нефти в пласте, а как следствие образование АСПО, их образование может привести к частичной потере проницаемости пласта или полностью перекрыть проницаемый пласт. В большинстве случаев данным участком являлась призабойная зона пласта [28, 29].

Для того что бы избежать наличие данной проблемы, следует использовать специальный химический метод воздействия композиционной смесью, смесь закачивается в добывающую скважину оторочками непосредственно перед тем как закачивается сжиженный углекислый газа и после его закачки. Данный метод позволяет улучшить условия смешивания пластовой нефти с углекислого газа в сверхкритическом состоянии, улучшение условий происходит за счет снижения ММР, использование данного метода также позволяет разрыхлять и растворять образующиеся АСПО в ПЗП. В качестве химического реагента применяется специальная композиция из «Дельта АСПГО» - представляет из себя особую смесь вторичных нефтепродуктов, образующихся в процессе пиролиза и переработки углеводородного сырья, а также неионогенных ПАВ, диэмульгаторов и диметилкарбоната в равных количествах по объему. При этом композиция «Дельта АСПГО» выступает в роли ингибитора асфальтено-парафино-гидратных отложений, а

диметилкарбонат – в роли растворителя асфальтенов. Объем закачки данной композиции принято брать не менее чем 5-20% от суточного объема добываемой жидкости. Первая оторочка закачивается в скважину с целью предотвращения образования гидратов и противодействию коррозии, которые могут происходить в процессе закачки в скважину углекислого газа, вторая оторочка вытесняет CO_2 , который был закачан, из ствола скважины непосредственно в пласт, именно поэтому закачка композиции производится двумя оторочками [28].

Данную технологию рекомендуется применять в глубокозалегающих пластах и в низкопроницаемых коллекторах или на нефтяных залежах, которые имеют обширные водонефтяные зоны или подстилаются водой.

И опытно-промышленными испытаниями и экспериментально была подтверждена высокая эффективность применения циклического метода закачки диоксида углерода для извлечения высоковязких и тяжелых нефтей. Так в работе [30] технологией Huff-n-Puff в лабораторных условиях удалось добиться коэффициента извлечения нефти 43%. В качестве образцов породы использовался песчаник с проницаемостью 154 – 175 мД. Для анализа было представлено два образца нефти вязкостью 1116 и 421,8 мПа·с соответственно. Было отмечено, что только первые три цикла закачки имели высокий эффект от применения. Последующие же циклы закачки CO_2 не приводили к значительному изменению нефтеотдачи пластов.

Компания РИТЭК, которая входит в группу «ЛУКОЙЛ» первая среди других российских нефтяных компаний применила технологию циклической закачки углекислого газа (Huff & Puff) для добычи высоковязкой нефти.

Первые опытно-промышленные испытания технологии были проведены в 2017 году на одной из скважин, принадлежащих Марьинскому месторождению, данная скважина была выведена из действующего фонта, так как отсутствовала возможность добычи нефти высокой вязкости (795 мПа·с в пластовых условиях) при помощи традиционных технологий извлечения нефти, испытания технологии прошли успешно. Было установлено, что вязкость нефти была

снижена в 10 раз, а дебит скважины при вводе ее в эксплуатацию составил 8,6 т/сут [30].

Если закачку CO_2 производить при сверхкритических условиях, то при достижении значений температуры и давления выше критической точки углекислого газа (температура $31,1^\circ\text{C}$ и давление 7,38 МПа), то появится возможность регулировать фильтрационное поле сверхкритического CO_2 , при этом будет происходить переход углекислого газа из жидкого состояния в сверхкритический флюид диоксида углерода (СКФ- CO_2). Плотность, скорость диффузии, вязкость, являются промежуточными между свойствами жидкости и газа. Сверхкритический диоксид углерода является эффективным чистым растворителем и в таком состоянии лучше других газовых агентов снижает вязкость нефти в пластовых условиях.

Основными преимуществами СКФ- CO_2 как агента растворителя являются: сочетание в себе свойств газов при высоких давлениях, а именно высокого коэффициента диффузии и низкой вязкости, и жидкостей, а именно высокая растворяющая способность. Коэффициент диффузии СКФ- CO_2 равен 10^{-8} м²/с, что на порядок больше, чем у жидкого CO_2 . СКФ- CO_2 проникает в пористые среды более легко по сравнению с жидкостями и производит более быстрый массоперенос, такую возможность ему дает сочетание малого межфазного натяжения с низкой вязкостью и высоким коэффициентом диффузии, а высокая чувствительность растворяющей способности СКФ- CO_2 к изменению давления и температуры обеспечивает простоту разделения СКФ- CO_2 и растворенных в нем веществ при сбросе давления.

СКФ- CO_2 обладает рядом и других преимуществ: не токсичен, не горюч, не взрывоопасен, дешев и доступен. Сверхкритический диоксид углерода можно считать экологически чистым растворителем.

Если сравнить СКФ- CO_2 с жидкой фазой, то он более сжимаемый, обладает более высоким молярным объемом, что способствует образованию кластеров и нестойких комплексов, что положительно влияет на повышение растворимости. Еще одной особенностью СКФ- CO_2 является его возможность

эффективно растворять неполярные жидкости, например нефть, включая ее тяжелые фракции. Эта особенность обусловлена высокой диффузионной способностью СКФ-СО₂, в результате чего наблюдается снижение вязкости нефти в пластовых условиях.

Исследования, проведенные на добывающих скважинах на объектах ТПТ «РИТЭК-Самара-Нафта», показали, что чем выше исходная вязкость нефти, 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.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Закись Александру Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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 выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 190000 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим Налог на прибыль - 20% НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение текущих затрат на проведение закачки углекислого газа в пласт
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Кратность увеличения производительности скважины – 1,8

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
4. Диаграмма Ганта;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Закись А.А.		01.04.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель проведения расчетов – экономическая оценка проведения закачки углекислого газа в пласт, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможного дополнительного извлечения нефти и получения прибыли за счет увеличения нефтеотдачи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от повышения нефтеотдачи пласта в конкретный момент времени. При этом учитываются все затраты: затраты на материалы, затраты на работу спецтехники, эксплуатационные затраты, затраты на амортизацию оборудования, налоговые исчисления.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

4.1 Потенциальные потребители технологии

В качестве критериев сегментирования стоит использовать следующие методы по увеличению нефтеотдачи пластов: воздействие на пласт азотом, воздействие на пласт углекислым газом, закачка в пласт воздуха. Сегментирование производится на примере двух организаций: «Superior Energy Services company» была создана в 1989 году как высокотехнологичная и инновационная компания, предоставляющая услуги большому количеству

нефтегазодобывающих и сервисных компаний, обслуживает потребности нефтяных и газовых компаний по всему миру в бурении, заканчивании и добыче нефти и газа с помощью диверсифицированного портфеля специализированных нефтесервисных услуг и оборудования, которое используется на протяжении всего экономического жизненного цикла нефтяных и газовых скважин, а также оказывает услуги рассмотренные в данной работе. Также обе фирмы занимаются другими видами услуг. «Mountain West Energy company» - американская компания, занимающаяся исследованиями и разработками нетрадиционных технологий добычи нефти, расположенная в Ореме, штат Юта. Обе компании охватывают громадный рынок, и доля их влияния на рынке в совокупности составляет не более 20%, это связано с тем, что существует множество подрядных организаций, занимающихся оказанием услуги проведения закачки углекислого газа, которая является очень сложным технологическим процессом, однако условия, при которых применяется данная технология оправдывает трудности её проведения. Таким образом составляется карта сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта (рисунок 12).

		Вид услуги по увеличению нефтеотдачи пласта		
		Воздействие азотом	Воздействие двуокисью углерода	Закачка воздуха
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 12 – Карта сегментирования рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта:

Superior Energy Services
 Mountain West Energy

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что компании «Mountain West Energy», следует уделить внимание другим видам услуг, хотя по части проведения закачки углекислого газа, что является основополагающим в

данной работе, «Mountain West Energy» занимает лидирующие позиции по сравнению с «Superior Energy Services».

4.2 Технология QuaD

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 4.

Таблица 4 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,02	75	100	0,75	1,5
2. Помехоустойчивость	0,03	60	100	0,6	1,8
3. Надежность	0,01	85	100	0,9	0,9
4. Унифицированность	0,1	70	100	0,7	7
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7. Безопасность	0,02	95	100	0,95	1,9
8. Потребность в ресурсах памяти	0,05	50	100	0,5	2,5
9. Функциональная мощность	0,1	70	100	0,9	9
10. Простота эксплуатации	0,05	50	100	0,5	2,5
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,02	60	100	0,6	1,2
12. Ремонтопригодность	0,1	70	100	0,8	8
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	1	10
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	9
15. Перспективность рынка	0,05	80	100	1	5
16. Цена	0,05	80	100	0,9	4,5
17. Послепродажное обслуживание	0,03	80	100	0,9	2,7
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	100	100	1	5
19. Срок выхода на рынок	0,05	80	100	0,8	4
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,5
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

V_i – вес показателя;

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{\text{ср}} = 67,3$, что говорит о том, что технология имеет среднюю перспективность, что соответствует необходимым требованиям.

4.3 Бюджет технологии проведения закачки углекислого газа в целях увеличения нефтеотдачи

4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения закачки углекислого газа в целях увеличения нефтеотдачи

Исходные данные представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Цена нефти без НДС и ренты, C_n	22000 руб/т
Себестоимость нефти, C_n	7200 руб/т
Безразмерный коэффициент эксплуатации, K_e	0,95
Безразмерный коэффициент ежемесячного дебита, K_M	0,95
Дебит нефти перед закачкой CO_2 , q_w	3,2 т/сут
Кратность увеличения коэффициента производительности скважины, $K_{д.н.}$	1,8

4.3.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа

Приняв одинаковую депрессию на пласт до и после МГРП определим ожидаемое увеличение дебита после его проведения:

$$q_f = q_w \cdot K_{д.н.}, \quad (2)$$

$$q_f = 3,2 \cdot 1,8 = 5,76 \text{ т/сут}$$

Ожидаемая добыча нефти после закачки CO_2 :

$$Q_w = q_f \cdot K_e \cdot t_i \cdot \sum_1^i K_M^j, \quad (3)$$

где Q_f – добыча нефти после гидроразрыва, т;

K_M – безразмерный коэффициент ежемесячного дебита;

K_e – безразмерный коэффициент эксплуатации скважины;

j – месяцы после закачки CO_2 , в том числе месяц проведения закачки CO_2 , $j = 1$ и т.д. до конца текущего года (или $j = 12$, если эффективность определяют за год);

t – календарное время каждого следующего месяца, суток (средний $t_j = 30,5$).

$$Q_w = 3,2 * 0,95 * 30,5 * 2,75 = 254 \text{ т.}$$

Дополнительная добыча нефти после МГРП:

$$\Delta Q_f = Q_f - Q_w, \quad (4)$$

$$\Delta Q_f = 2750 - 254 = 2496 \text{ т.}$$

4.3.3 Расчёт расходов на углекислый газ

Расходы на закачку углекислого газа – это затраты на транспортировку рабочего агента, приобретение специального оборудования, ингибиторы коррозии, работу спецтехники, затраты на амортизацию оборудования. Расходы на текущий ремонт скважины учитываем отдельно. В таблице 6 представлены расходы на материалы для закачки диоксида углерода.

Таблица 6 – Расходы на материалы для многостадийного гидравлического разрыва пласта

Материал	Количество материала, п	Затраты $Z_{mat} I$, руб
СМС-700, л	270	18521
ГИПХ-6Б, л	900	23152
CO_2 , т	5830	94737
СМ-1, л	600	12385

По формуле находим общие затраты на материалы:

$$Z_{mat} = \sum Z_{mat i}, \quad (5)$$

где $Z_{mat i}$ – затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$$Z_{mat} = 18521 + 23152 + 94737 + 12385 = 148 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на прокат специальной техники:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = \sum Z_{\text{ТЕХ}} \cdot K_{\text{ТЕХ}}, \quad (6)$$

где $Z_{\text{ТЕХ}}$ – норма времени для машины, руб./час;

$K_{\text{ТЕХ}}$ – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$\begin{aligned} Z_{\text{ТЕХ}} &= 4 \cdot 6,3 \cdot 3585 + 1 \cdot 5,2 \cdot 2082 + 1 \cdot 8,1 \cdot 2096 + 1 \cdot 4,9 \cdot 80 \\ &= 119 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Расходы на эксплуатацию оборудования:

$$Z_{\text{ЭКС}} = N \cdot C_{\text{ЭКС}} = 4 \cdot 34000 = 136 \text{ тыс. руб.}, \quad (7)$$

где $C_{\text{ЭКС}}$ – цена проведения закачки углекислого газа;

N – количество скважин.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_i = C \cdot N_a \cdot T, \quad (8)$$

где C – балансовая стоимость оборудования, руб;

N_a – годовая норма амортизации, %;

T – время проведения мероприятия.

$$Z_i = 29523 \text{ руб}$$

Общие затраты на закачивание углекислоты:

$$Z_{\text{CO}_2} = Z_{\text{ЭКС}} + Z_{\text{ТЕХ}} + Z_{\text{МАТ}} + Z_i = 119 + 136 + 148 + 30 = 430 \text{ тыс. руб.} \quad (9)$$

4.3.4 Экономическая эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта

Экономическая эффективность закачки углекислого газа рассчитывается так:

$$E = 0,75 \cdot (C_n - C_n) \cdot \Delta Q_f - Z_{\text{CO}_2}, \quad (10)$$

где C_n – цена нефти без НДС и ренты, тыс/т;

C_n – себестоимость нефти;

Z_{CO_2} – стоимость закачки углекислого газа вместе с затратами на все виды материалов, тыс;

0,75 – коэффициент, учитывающий погашение налога на прибыль.

Если $E > 0$, то применение закачки углекислого газа окупится, поскольку процесс экономически выгодный.

Рассчитанная по формуле эффективность гидроразрыва 27 276 тыс. руб., т. е. $E > 0$ и проведение процесса целесообразно.

4.3.5 Расчёт чистой прибыли

Предложена укрупненная методика приближенной оценки окупаемости 27276 руб. расходов на МГРП, которая аккумулирована в такой зависимости:

$$0,75 \cdot (C_H - C_N) \cdot \Delta Q_f^1 = 27276, \quad (11)$$

Где ΔQ_f^1 - количество тонн дополнительной добычи нефти для окупаемости 27276 рублей расходов (как части затрат на проведение закачки диоксида углерода), который назовем коэффициентом окупаемости затрат $K_{o.v} = \Delta Q_f^1$

$$K_{o.v} = \frac{27276}{0,75 \cdot (C_H - C_N)}, \quad (12)$$

Теперь легко рассчитать дополнительную добычу нефти $\Delta Q_{n.o.v}$ необходимую для окупаемости расходов, по зависимости:

$$\Delta Q_{n.o.v} = Z_{CO_2} \cdot K_{o.v}, \quad (13)$$

Дополнительную добычу нефти $\Delta Q_{n.прб.}$, по которой определяем ожидаемую прибыль, рассчитаем по зависимости:

$$\Delta Q_{n.прб.} = \Delta Q_f - \Delta Q_{n.o.v}, \quad (14)$$

Ожидаемый эффект (чистую прибыль) рассчитаем так:

$$E_{прб} = \Delta Q_{n.прб.} \cdot 0,75 \cdot (C_H - C_N), \quad (15)$$

Например, если 27276 руб., это часть расходов на проведение закачки углекислого газа:

$$K_{o.v} = \frac{27276000}{0,75 \cdot (22000 - 7200)} = 2,46 \text{ тыс. т.}$$

То есть, для окупаемости 27276 тыс. руб. расходов на закачку углекислого газа необходимо добыть дополнительно 2,46 тыс. т. нефти. Добыча нефти, необходимая для окупаемости расходов на проведение углекислого газа равна:

$$\Delta Q_{n.o.v} = 430 \cdot 2,46 = 1058 \text{ т}$$

Ожидаемая дополнительная добыча нефти $\Delta Q_{н.прб.}$, по которой определяем прибыль равна:

$$\Delta Q_{н.прб.} = 2496 - 1058 = 1438 \text{ т}$$

Ожидаемая прибыль равна:

$$E_{прб} = 159620 \text{ тыс. руб.}$$

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

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

где $I_{финр}^{исп,i}$ – 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 .

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

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

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 – балльная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 7.

Таблица 7 – 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		

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

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,3 = 3,4.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ($I_{испi}$) рассчитывается по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр1}}, I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр2}} \quad (18)$$

$$I_{исп1} = 4/0,89 = 4,5;$$

$$I_{исп2} = 3,4/0,94 = 3,62.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

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

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{4,5}{3,62} = 1,24$$

Составим таблицу 8 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 8 – Сравнительная эффективность технологий

№	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.

4.5 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT-анализ. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны (С)	Слабые стороны (Сл)
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 CO ₂ в России практически не реализуется; Сл4. На данный момент не разведаны природные источники CO ₂ .
Возможности (В)	Угрозы (У)
В1. Повышение КИН; В2. Снижение количества выбросов CO ₂ в атмосферу; В3. Совместное применение с химическими методами; В4. Поиск и применение природных скоплений CO ₂ являющиеся источником больших объемов дешевого диоксида углерода.	У1. Аварии, поломки оборудования и трубопроводов; У2. Остановки процесса закачки; У3. Альтернативные способы снижения CO ₂ в электроэнергетическом секторе У4. Неверный подбор технологии и условий ее применения, который может повлечь за собой ухудшение проницаемости коллектора и утяжеления нефти в пласте.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями

взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблице 10,11,12,13.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	+	+	0	+
	B2	0	0	+	0
	B3	+	+	-	+
	B4	+	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 10 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: B1B3B4C1C2C4, B2C3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл 4
Возможности проекта	B1	+	0	-	-
	B2	+	0	+	-
	B3	-	-	-	-
	B4	+	0	0	+

При анализе интерактивной таблицы 11 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1, B2Сл1Сл3, B4Сл1Сл4.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Угрозы проекта	У1	-	-	+	-
	У2	+	0	0	0
	У3	+	+	0	+
	У4	-	-	-	

При анализе интерактивной таблицы 12 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С3, У2С1, У3С1С2С3, У4С4.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл 4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	0	+	+
	У3	+	-	+	-
	У4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 13 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл3Сл4, У3Сл1Сл.

Согласно проведенному SWOT анализу применение диоксида углерода в качестве агента для повышений нефтеотдачи имеет высокую актуальность и эффективность в реальных условиях, что может привести к его дальнейшему применению, усовершенствованию технологий использования и сведения угроз к минимуму. Значительными угрозами можно считать остановки процесса закачки, которая может быть вызвана как поломками, так и перебоями поставки CO_2 и альтернативные способы снижения CO_2 в электроэнергетическом секторе, так как он является одним из основных техногенных источников углекислого газа в условиях отсутствия естественных залежей.

4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 14.

Таблица 14 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	10	1.02.2021	3.02.2021	Закись А.А.
Описание общей теоретической части по теме	24	4.02.2021	15.02.2021	Закись А.А. Орлова Ю.Н (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно – технической базы	22	16.02.2021	20.02.2021	Закись А.А.
Изучение методов разработки низкопроницаемых коллекторов	19	21.02.2021	12.03.2021	Закись А.А. Орлова Ю.Н (научный руководитель ВКР)

Продолжение таблицы 14 – Календарный план выполнения работы

Финансовый менеджмент	15	13.03.2021	01.04.2021	Закись А.А.
Социальная ответственность	17	02.04.2021	01.05.2021	Закись А.А.
Заключение	1	02.05.2021	25.05.2021	Закись А.А. Орлова Ю.Н (научный руководитель ВКР)
Презентация	4	26.05.2021	10.06.2021	Закись А.А.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 15.

Таблица 15 – Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Раб • дн и	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30
Ознакомление с темой исследования	Бакалавр	10	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	24	■	■													
Изучение нормативно-технической база	Бакалавр	22		■	■												
Изучение современных технологических подходов к эксплуатации объектов добычи в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов	Бакалавр Руководитель	19			■	■											
Финансовый менеджмент	Бакалавр	15					■	■									
Социальная ответственность	Бакалавр	17							■	■	■						
Заключение	Бакалавр Руководитель	1										■	■	■			
Презентация	Бакалавр	4													■	■	■

■ - Бакалавр;

■ - руководитель;

4.7 Вывод по экономическому разделу

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:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Закись Александрю Анатольевичу

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

Тема ВКР:

Применение Углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: воздействие углекислым газом на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) – Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда» – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата рабочей зоны; – Превышение уровней шума и вибрации; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Аппараты под давлением; – Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.

3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы технических жидкостей); Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация отходов).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций – утечки рабочего агента – Взрывы и пожары Наиболее типичная ЧС: – разрушение трубопроводов и нагнетательных линий из-за высокой коррозионной активности углекислого газа

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Закись Александр Анатольевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На сегодняшний день эффективность извлечения нефти основными методами разработки, оценивается как неудовлетворительная, учитывая, что потребление нефти и нефтепродуктов растет ежегодно во всем мире, а многие месторождения, находящиеся в эксплуатации, находятся на завершающих этапах разработки. Именно поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является достаточно актуальным и растет ежегодно. В нефтедобыче приоритетным направлением является развитие современных усовершенствованных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогли бы обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Объектом анализа данной работы является воздействие на пласт углекислым газом с целью повышения нефтеотдачи. В рассмотрены основные технологии закачки диоксида углерода в пласт и проведен анализ условий, при которых применение этих методов эффективно для повышения эффективности добычи нефти на месторождениях, а также на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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 приравненных 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.

Процессы, связанные с подготовкой, транспортировкой и закачиванием диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи включают в себя определенные опасные и вредные факторы, которые классифицируются согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.» таблица 16.

Таблица 16 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка CO ₂	Эксплуатаци я	
1. Отклонение показателей климата рабочей зоны;	+	-	+	1. СанПиН 2.2.4-548-96 О Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.[34]; 2. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны(с Изменением N1). [35];
2. Повышенный уровень шума и вибрации	-	+	+	3. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [36]; 4. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования [37];
3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды;	+	+	+	5. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [38]; 6. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны[39];

Продолжение таблицы 16 – Возможные опасные и вредные факторы

4. Аппараты под давлением;	-	+	+	7. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года) [40]
5. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	+	+	+	8. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. [41]

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.3.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны

На здоровье человека существенное влияние оказывает микроклимат окружающей его производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне требуется поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии с категорией работ [40].

В зависимости от метода применяемого при закачке углекислого газа работы могут проводиться в производственных помещениях в которых размещены насосные и компрессорные установки или на открытом воздухе с применением передвижных насосных установок.

Низкая температура, также, как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Чтобы избежать переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°C.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ X) включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних.

5.3.2 Превышение уровня шума и вибрации

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

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания СНИП 23-03-2003 могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматизации, 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.

5.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа [19]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеводородов (С1-С5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды С1 - С 10 – 300 мг/м³;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³ (4-ой класс опасности).

Основным агентом при проведении работ является углекислый газ. Сжиженный углекислый газ (жидкий диоксид углерода) нетоксичен и невзрывоопасен. Предельно допустимая концентрация углекислого газа в воздушном пространстве рабочей зоны не регламентируется. По степени воздействия на организм человека углекислый газ относится к 4 классу опасности.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

5.3.4 Аппараты под давлением

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.

5.3.5 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы. Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости. Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара [50].

Таблица 17 – Пределы взрываемости определенных веществ

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

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите.

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке являются: нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат); неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом; самовозгорание горючих веществ

5.4 Экологическая безопасность

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли. Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем.

5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы

При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ: вышкомонтажные работы, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин, освоение скважин.

При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле, углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы), продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт).

Согласно «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) размер санитарно-защитной зоны для проектируемых объектов предприятия составляет 1000 м.

5.4.2 Мероприятия по охране гидросферы

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утвержденным Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введенным в действие с 1 октября 2001 г.

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок).

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия: изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов; обваловка кустовых и нефтесборных площадок; организация зон санитарной охраны артезианских скважин; повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин; сбор и обезвреживание жидких отходов бурения; обеспечение мероприятий, контролирующей герметичность оборудования

5.4.3 Мероприятия по охране литосферы

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия: использование при бурении экологически

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

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

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

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при подготовке, транспортировке и нагнетании углекислого газа и сопутствующих агентов в пласт:

- Механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций вызванные коррозией, некачественным монтажом оборудования или внешним воздействием. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования позволяет избежать данной ЧС.
- Взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ вследствие высокого уровня износа, человеческого или природного фактора. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта, а также постоянный контроль за состоянием производственного фонда позволит не

допустить столь серьезной чрезвычайной ситуации способной повлечь человеческие жертвы.

В связи с высокой коррозионной активностью углекислого газа существует большая вероятность разрушения трубопроводов и нагнетательных линий. Это требует применения коррозионностойких материалов и строго контроля как при строительстве трубопроводов и нагнетательных линий, так и в период их эксплуатации.

Проектирование, строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору приказом от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», руководству по безопасности «рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», о недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 8 декабря 2020 года).

На случай ЧС создаются и утверждаются планы по ликвидации аварий. Они должны включать: постановку первоочередных задач, перечисление необходимых экстренных действий, определение порядка отчетности, связи, подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий, документирование всех предпринимаемых действий.

Вывод по разделу

Предприятия нефтедобывающей отрасли являются источниками комплексного воздействия на окружающую среду и характеризуются масштабным развитием процессов преобразования природной среды как по площади, так и глубине проникновения. В данном разделе были рассмотрены основные правовые и организационные вопросы безопасности, возможные

вредные и опасные производственные факторы, а также возможные и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти в процессе применения углекислого газа в целях увеличения нефтеотдачи пластов. Выполнение требования мер безопасности при выполнении работ позволит избежать воздействия вредных и опасных факторов или значительно уменьшить их влияние на здоровье человека, а также минимизировать вред окружающей среде.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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..

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проселков Е.Б., Проселков Ю.М. Физика пласта: учеб. пособие / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2011. – 188 с.
2. Трухина, О. С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О. С. Трухина, И. А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209.
3. Юшин, Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Е. С. Юшин. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2019. – 292 с.
4. Васильевский А.В. и др. Комплексный подход к исследованию процессов закачки воздуха в пласт для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 11. – С. 102-104.
5. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М., Недра, 1985г. - 308 с.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебное пособие для вузов. М., 1999. с. 75.
7. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube//Дис. на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 2016г.
8. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1989. с. 215-220.
9. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело", по представлению Ученого совета ГОУ ВПО "Самарский государственный технический университет" / В.А. Ольховская. Москва, 2011.

10. Синцов, И. А. Повышение нефтеотдачи путем закачки углекислого газа / И. А. Синцов, О. С. Трухина // Нефть и газ Западной Сибири : Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича, Тюмень, 15–16 октября 2015 года / ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 47-49.
11. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дис. ... к.т.н. – Бугульма, 2016. – 144 с.
12. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти / Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 4. С. 62-66.
13. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – Рипол Классик, 1982.
14. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Волгоград: ИнФолио, 2008. 9. Попов Е.Ю., Бондаренко Т.М., Добровольская С.А., Калмыков А.Г., Морозов Н.В., Ерофеев А.А. Потенциал применения третичных методов воздействия на нетрадиционные углеводородные системы на примере баженовской свиты. Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 54-57.
15. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209; URL: <https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849> (дата обращения: 07.11.2017).
16. Леменовский Д.А., Баграташвили В.Н. Сверхкритические среды. Новые химические реакции и технологии // Соросовский образовательный журнал. – 1999. – № 10. – С. 36-41.
17. Vega Riveros, G.L. & Barrios, H. (2011, January 1). Steam Injection Experiences in Heavy and Extra-Heavy Oil Fields, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/150283-MS.

18. Климов Д. С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO₂ в фильтрационных и обменных процессах // Дис. На соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 2015г. – 2015.
19. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М., Недра, 1985г. - 308 с
20. Meyer J. P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology // American Petroleum Institute, Washington, DC. – 2007.
21. Афанасьев С. В. и др. "Зеленые" технологии в нефтегазодобыче // Инновации и "зеленые" технологии. – 2018. – С. 99-107.
22. Волков В. А. и др. 7. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи нефти // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – 2017.
23. Гумеров Ф. М., Яруллин Р. С. Сверхкритические флюиды и СКФ технологии // The chemical journal. – 2008. – №. 10. – С. 26-30.
24. Патент РФ № 2017117208, 17.05.2017. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину // Патент России 2652049 Бюл. № 12 / Волков В.Д., Беликова В.Г., Прохоров П.Э., Афанасьев С.В., Турапин А.Н., Керосиров В.М.
25. Shilov E. et al. Huff-n-Puff Experimental Studies of CO₂ with Heavy Oil // Energies. – 2019. – Т. 12. – №. 22. – С. 4308.
26. Babak Iraj, Seyed Reza Shadizadeh and Masoud Riazi. Experimental investigation of CO₂ huff and puff in a matrix-fracture system. // Fuel. – 2015. vol. 158. – pp. 105-112.
27. Патент РФ № 2016145334, 21.11.2016. Способ разработки плотных нефтяных коллекторов циклической закачкой углекислого газа // Патент России 2630318 Бюл. № 25 / Хисамов Р.Г., Ахметгареев В.В., Подавалов В.Б.

28. Afzali S., Rezaei N., Zendehboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection //Fuel. – 2018. – Т. 227. – С. 218-246.
29. Shilov E. et al. Huff-n-Puff Experimental Studies of CO₂ with Heavy Oil //Energies. – 2019. – Т. 12. – №. 22. – С. 4308.
30. РИТЭК впервые в России применил технологию huff & puff. ООО «РИТЭК» [Электронный ресурс]. URL: <https://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926> (Дата обращения: 05.05.2021)
31. Babak Iraj, Seyed Reza Shadizadeh and Masoud Riazi. Experimental investigation of CO₂ huff and puff in a matrix-fracture system. // Fuel. – 2015. – vol. 158. – pp. 105-112.
32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018).
33. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
34. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
35. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
36. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
37. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
38. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
39. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование,

работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года)

40. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.