

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НФЕТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>

УДК 622.276.41:546.264-31

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Григорьев Роман Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (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
2Б6Г	Григорьеву Роману Сергеевичу

Тема работы:

<b>Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, публикации отечественных и зарубежных авторов, материалы Международного симпозиума имени М. А. Усова, патенты РФ, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1.1 Физико-химические свойства CO <sub>2</sub> . Взаимодействие с пластовым флюидом и породами, слагающими пласт 1.2 Режимы вытеснения нефти диоксидом углерода 1.3 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти

	<p>2.1 Основные типы технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO<sub>2</sub></p> <p>2.1.1 Заводнение карбонизированной водой</p> <p>2.1.2 Непрерывное нагнетание CO<sub>2</sub></p> <p>2.1.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины</p> <p>2.1.4 Закачка оторочки CO<sub>2</sub> с последующей закачкой воды</p> <p>2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO<sub>2</sub> и воды</p> <p>2.1.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO<sub>2</sub></p> <p>2.1.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process)</p> <p>2.2 Анализ источников CO<sub>2</sub></p> <p>2.3 Особенности, возможные осложнения и недостатки использования диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи</p> <p>3.1 Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом</p> <p>3.2 SWOT-анализ</p> <p>3.3 Анализ конкурентных решений</p> <p>3.4 Планирование выпускной квалификационной работы</p> <p>3.4.1 Структура работ в рамках в выпускной квалификационной работы</p> <p>3.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ</p> <p>3.5 Бюджет исследования в рамках ВКР</p> <p>3.5.1 Расчет материальных затрат</p> <p>3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование</p> <p>3.5.3 Расчет затрат на оплату труда</p> <p>3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования</p> <p>4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>4.2 Производственная безопасность</p> <p>4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов</p> <p>4.3.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны</p>
--	---

	4.3.2 Превышение уровня шума и вибрации 4.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды 4.3.4 Аппараты под давлением 4.3.5 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте 4.4 Экологическая безопасность 4.4.1 Мероприятия по охране атмосферы 4.4.2 Мероприятия по охране гидросферы 4.4.3 Мероприятия по охране литосферы 4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Углекислый газ как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода. Источники CO <sub>2</sub>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском:**

1. Углекислый газ как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений
2. Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода. Источники CO <sub>2</sub>
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
4. Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Григорьев Роман Сергеевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года  
 Форма представления работы:

**Бакалаврская работа**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020	Углекислый газ как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений	30
04.05.2020	Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода. Источники CO <sub>2</sub>	35
18.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.06.2020	Социальная ответственность	15
10.06.2020	Оформление работы	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц, в том числе 19 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 51 источник.

Ключевые слова: нефть, методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы, газовые методы, углекислый газ.

Объектом исследования являются продуктивные пласты с трудно извлекаемыми запасами, для эффективной разработки которых применяется воздействие углекислым газом.

Целью данной работы является анализ эффективности повышения нефтеотдачи пластов закачкой углекислоты. Обзор существующих методов. Анализ условий эффективного применения углекислого газа для повышения добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами

В работе рассмотрены основные механизмы повышения нефтеотдачи пласта при закачке углекислоты в пласт, а также влияние фазового поведения двуокиси углерода на вытеснение нефти. 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;

ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов;

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-СО<sub>2</sub> – повышение нефтеотдачи диоксидом углерода

Оглавление	
Введение .....	12
1 Углекислый газ как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений.....	14
1.1 Физико-химические свойства CO <sub>2</sub> . Взаимодействие с пластовым флюидом и породами, слагающими пласт.....	15
1.2 Режимы вытеснения нефти диоксидом углерода .....	20
1.3 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти. ....	25
2 Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода. Источники CO <sub>2</sub> .....	26
2.1 Основные типы технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO <sub>2</sub> .....	26
2.1.1 Заводнение карбонизированной водой.....	26
2.1.2 Непрерывное нагнетание CO <sub>2</sub> .....	29
2.1.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины .....	30
2.1.4 Закачка оторочки CO <sub>2</sub> с последующей закачкой воды.....	32
2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO <sub>2</sub> и воды.....	34
2.1.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO <sub>2</sub> .....	37
2.1.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process). .....	39
2.2 Анализ источников CO <sub>2</sub> .....	43
2.3 Особенности, возможные осложнения и недостатки использования диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи .....	48
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	52
3.1 Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом.....	52
3.2 SWOT-анализ.....	53
3.3 Анализ конкурентных решений.....	55
3.4 Планирование выпускной квалификационной работы .....	56
3.4.1 Структура работ в рамках в выпускной квалификационной работы .....	56
3.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	57

3.5 Бюджет исследования в рамках ВКР .....	59
3.5.1 Расчет материальных затрат .....	59
3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование .....	60
3.5.3 Расчет затрат на оплату труда.....	60
3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	64
4 Социальная ответственность .....	68
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	68
4.2 Производственная безопасность.....	70
4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	71
4.3.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны .....	71
4.3.2 Превышение уровня шума и вибрации .....	72
4.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды.....	73
4.3.4 Аппараты под давлением .....	74
4.3.5 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте .....	74
4.4 Экологическая безопасность.....	75
4.4.1 Мероприятия по охране атмосферы .....	76
4.4.2 Мероприятия по охране гидросферы .....	76
4.4.3 Мероприятия по охране литосферы .....	77
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	77
Заключение .....	80
Список используемых источников.....	82

## **ВВЕДЕНИЕ**

С каждым годом объем трудноизвлекаемых запасов увеличивается. Так доля трудноизвлекаемых запасов от общего объема начальных запасов в целом по РФ составляла 29,3%. По мере выработки и открытия новых месторождений процент трудноизвлекаемых запасов заметно вырос и на 2010 год составлял уже 48,2%, а значительное количество крупных месторождений подошло к рубежу отбора от начальных извлекаемых запасов в 70%, что является границей, после которой остаточные запасы переходят в разряд трудноизвлекаемых [1]. Согласно «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года» (проект от 16 января 2017 года) их доля на текущий момент составляет около 65%.

В связи с этим приходится сталкиваться с все большим количеством проблем при добыче нефти, решение которых путём применения классических методов увеличения нефтеотдачи, становится невозможно.

Стоит также отметить что, в целом по России, коэффициент нефтеизвлечения по всем месторождениям и категориям запасов составляет 0,337. По группе трудноизвлекаемых пластов суммарный КИН, утвержденный ГКЗ РФ - 0,285 [1].

Столь значительный объем трудноизвлекаемых запасов и малый коэффициент извлечения нефти ставит необходимость в повышении эффективности их извлечения. По этой причине возникает необходимость в использовании более эффективных, но в тоже время и более сложных методов увеличения нефтеотдачи, одним из которых и является закачка в пласт углекислого газа.

Основным механизмом повышения нефтеотдачи при закачке  $\text{CO}_2$  является высокая способность растворяться в пластовой воде и нефти в следствии чего происходит снижение вязкости нефти, увеличение объема («набухание») нефти, а также снижение межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и улучшение смачиваемости породы водой, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Кроме того, растворение углекислого

газа в воде приводит к образованию угольной кислоты, способной растворять некоторые виды цементов и пород пласта, тем самым увеличивая его проницаемость [2].

Количественный эффект увеличения нефтеотдачи в каждом конкретном случае зависит от многих факторов, как естественных, так и технологических, таким образом, требуется оценка эффективности для каждого проекта с проведением лабораторных исследований.

Стоит отметить и экологическую эффективность данного метода. Он является эффективным способом утилизации углекислого газа путем его захоронения.

Целью данной работы является анализ эффективности повышения нефтеотдачи пластов закачкой углекислоты. Обзор существующих методов. Анализ условий эффективного применения углекислого газа для повышения добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами

Задачи работы:

1. Рассмотреть физико-химические свойства диоксида углерода и влияющие на них факторы, его взаимодействие с пластовым флюидом и породами, слагающими коллектор.
2. Рассмотреть режимы вытеснения нефти диоксидом углерода.
3. Рассмотреть основные технологии повышения нефтеотдачи с использованием  $\text{CO}_2$  и определить условия их эффективного применения.
4. Провести анализ возможных источников диоксида углерода
5. Определить основные преимущества и недостатки использования диоксида углерода.

## **1 УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ КАК РАБОЧИЙ АГЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

В целях поддержания пластового давления на нефтяных залежах, еще до применения заводнение, с 1917 г. применяли закачку газа. Однако позже, после того как повсеместно стало применяться заводнение, было установлено, что газ является менее эффективным рабочим агентом, чем вода. Это обуславливается его малой вязкостью, которая в 10-15 раз меньше чем у воды, а, следовательно, и высокой подвижностью из-за которой газ быстро прорывается к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым слоям, снижая их дебиты и уменьшая охват пластов процессом вытеснения.

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

Согласно данным опубликованным в «The Oil & Gas Journal» только на территории США на 2012 год насчитывалось около 120 проектов добычи нефти с применением диоксида углерода, что составляло 89% от глобального их количества – 135. К 2014 году число проектов в США увеличилось до 136, а объемы добычи нефти превысили 335 тыс. баррелей в сутки (около 46 тыс. тонн в сутки). По прогнозам авторов к 2020 году ожидается, что количество проектов с применением углекислого газа составит 147, а суммарный объем добычи нефти превысит 600 тыс. баррелей в сутки [3, 4]. Помимо США технологии вытеснения нефти диоксидом углерода применяются в Китае, Турции, Малайзии, Венгрии, Аргентине, Канаде, Бразилии и др. Отдельные попытки принимались и в СССР, однако существенные капиталовложения,

отсутствие оборудования, позволяющего обеспечивать бесперебойную работу при транспортировке и закачке диоксида углерода, а также продолжительный срок окупаемости проектов не позволили продолжить дальнейшее развитие технологии в это период.

### 1.1 Физико-химические свойства CO<sub>2</sub>. Взаимодействие с пластовым флюидом и породами, слагающими пласт

Диоксид углерода (CO<sub>2</sub>, углекислый газ, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м<sup>3</sup>. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет. Критическая температура - 31 °С; критическое давление – 7,38 МПа [5]. Фазовая диаграмма углекислого газа в координатах давление-температура представлена на рисунке 1.

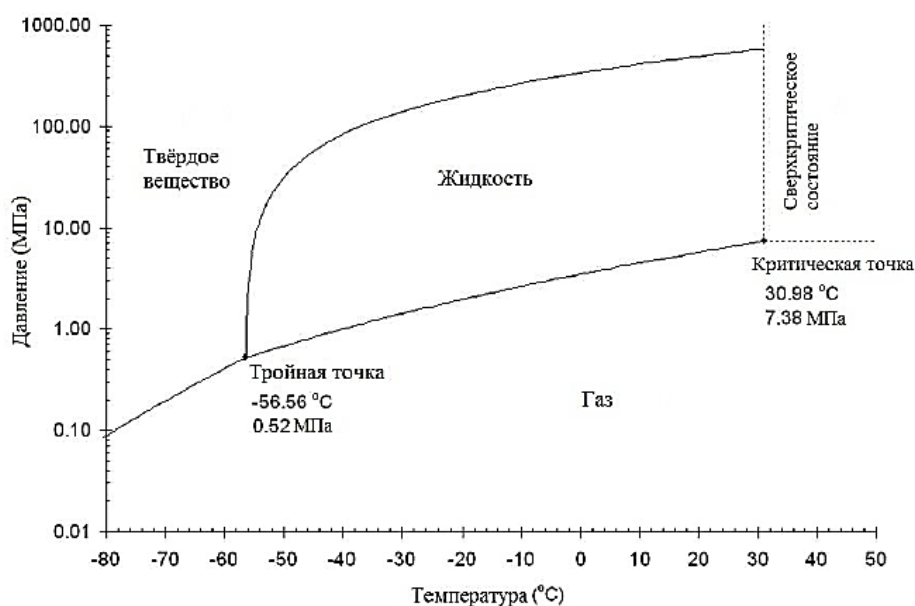


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма диоксида углерода

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

С ростом давления растворимость CO<sub>2</sub> в воде увеличивается (рис. 3), но не превышает 0,06 молярных долей. Увеличение минерализации воды сопровождается уменьшением растворимости диоксида углерода. При

увеличении концентрации окиси углерода в воде наблюдается увеличение ее вязкости (рис. 4). Образующаяся при растворении  $\text{CO}_2$  угольная кислота снижает рН до 3,3-3,7, что способствует растворению карбонатных и ряда других минералов, тем самым повышая проницаемость коллектора. Кроме того, диоксид углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти удерживаемой поверхностными силами на зернах породы и значительно снижает вероятность разрыва водной пленки, тем самым давая возможность каплям нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаться в поровых каналах увеличивая таким образом фазовую проницаемость нефти [6]. Так же необходимо отметить тот факт, что в присутствие двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц, а химическое взаимодействие углекислого газа с породой (в частности известняка) увеличивает ее проницаемость по воде. Однако может наблюдаться и обратный эффект. Его проявление связывают с отложением асфальтенов.

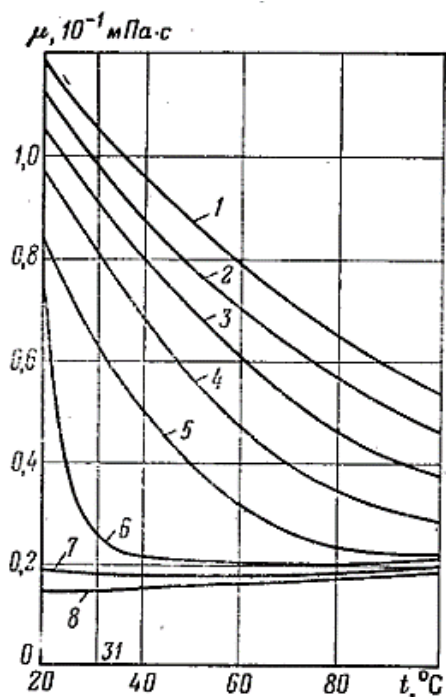


Рисунок 2 – Зависимость вязкости двуокиси углерода от температуры при разных давлениях.

Давление, МПа: 1 - 30; 2 - 25; 3 - 20;  
4 - 15; 5 - 10; 6 - 7; 7 - 5; 8 - 0,1

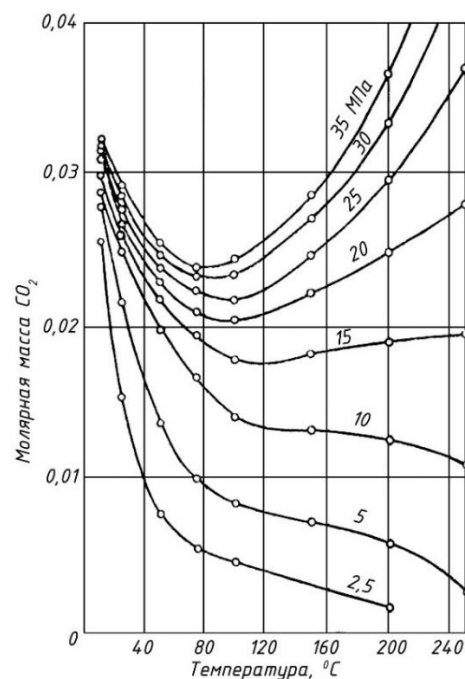


Рисунок 3 – Растворимость  $\text{CO}_2$  в воде в зависимости от давления и температуры [7]



Растворимость двуокиси углерода в нефти зависит от ее состава и молекулярной массы, а так же от давления и температуры. С уменьшением, молекулярной массы углеводородов растворимость в них  $\text{CO}_2$  возрастает. В очень легкой нефти наблюдается полное смешивание при давлениях 5,6 – 7 МПа, в тяжелой нефти двуокись углерода растворяется не полностью с образованием осадка из смол, твердых парафинов и т.д. [7]. Увеличение давления и уменьшение температуры так же сопровождается увеличением растворимости  $\text{CO}_2$ .

На рисунке 5 представлена растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором равным 11,7 в зависимости от давления и температуры. Характеристический фактор характеризует состав и свойства нефти. Его значение уменьшается с ростом содержания в нефти нафтеновых и ароматических углеводородов.

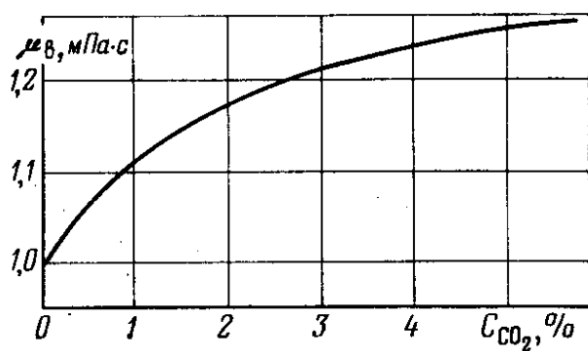


Рисунок 4 – Зависимость вязкости воды от концентрации двуокиси углерода  $C_{\text{CO}_2}$

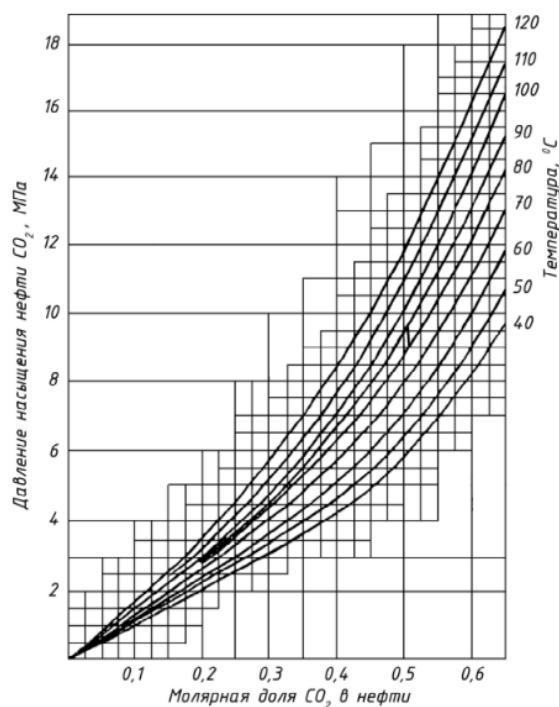


Рисунок 5 - Растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором  $\Phi=11,7$  в зависимости от давления и температуры [9]

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

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

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

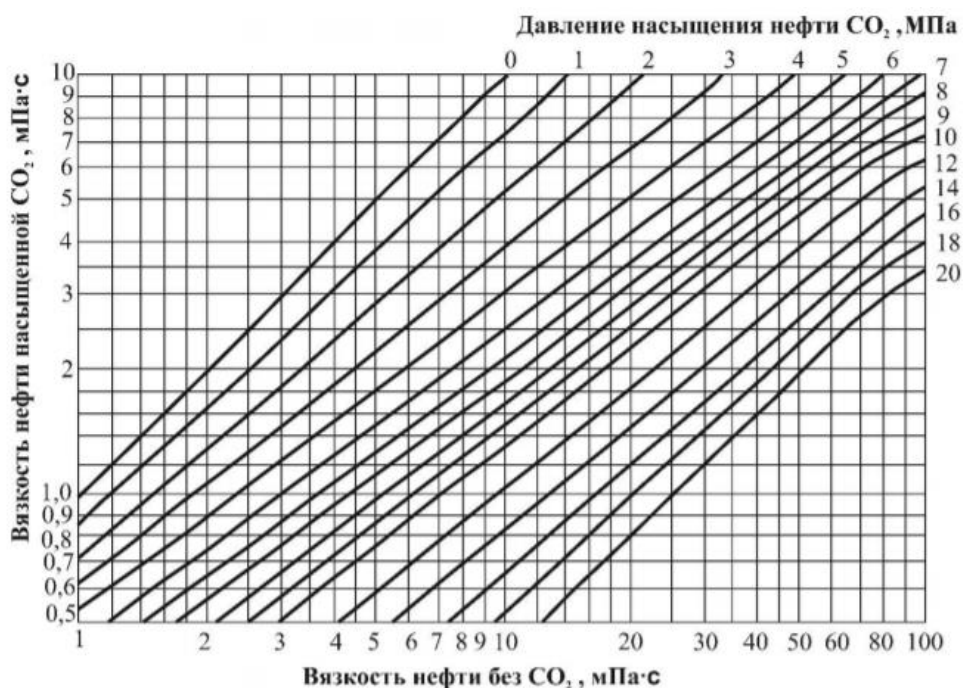


Рисунок 6 – Зависимость вязкости нефти от давления насыщения их двуокисью углерода [9]

Как правило растворение диоксида углерода в нефти приводит к увеличению ее объема на 10 – 40%. Однако в некоторых случаях этот показатель может достигать 60% [8]. Основными параметрами, влияющими на степень набухания являются давление, температура и состав нефти.

Важным явлением взаимодействия двуокиси углерода с нефтью является то, что при взаимодействии легкие компоненты последней растворяются в  $\text{CO}_2$ , то есть экстрагируются. Экстрагирование легких углеводородов тем интенсивнее, чем выше давление. Эмпирически установлено, что при наличии в нефти достаточного количества легких углеводородов и значений пластовых давлений и температуры равных критическим значениям образующихся в пористой среде смесей, то наблюдается полное смешивание нефти с двуокисью углерода. При снижении давления происходит разделение смеси на нефть – углекислый газ, начинается экстрагирование легких компонентов нефти, сопровождающееся утяжелением оставшейся нефти, уменьшением ее объема и увеличением плотности и вязкости. Таким образом снижается подвижность нефти оставшейся за фронтом вытеснения  $\text{CO}_2$  [6, 7, 9].

Немаловажным фактором при растворении углекислого газа в нефти является снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть – газ, так как межфазное натяжение определяет капиллярные силы, регулирующие движение флюидов в пористых средах. Считается, что с повышением давления и уменьшением температуры межфазное натяжение ослабевает. Однако новые исследования показывают, что в случае температуры зависимость оказывается более сложной. Так при низких давлениях межфазное натяжение уменьшается с ростом температуры, а при высоких наоборот увеличивается. Это связано с тем, что при низких давлениях растворимость  $\text{CO}_2$  в нефти растет с повышением температуры, а при высоких давлениях с ростом температуры растворимость уменьшается [8]. Кроме того, по данным ученых [10] на значение межфазного натяжения нефть –  $\text{CO}_2$  влияет состав нефти, а именно содержание компонентов  $\text{C}_1$ . Другими словами, чем больше в нефти

содержание  $C_2-C_{10}$ , тем ниже межфазное натяжение. Обратная зависимость наблюдается при повышении содержания асфальтенов в нефти.

Растворение углекислого газа в воде и нефти сопровождается снижением температуры. Чем выше концентрация  $CO_2$ , тем сильнее наблюдается проявления данного температурного эффекта. Этот фактор необходимо учитывать при больших объемах закачки, так как это может оказать значительное влияние на образование асфальтено-смолисто-парафиновых отложений.

Диоксид углерода оказывает огромное влияние на скорость протекания коррозии. Установлено, что коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот. Это связано с тем, что присутствии  $CO_2$  приводит к увеличению выделения водорода на катоде [11].

Еще одним нежелательным свойством двуокиси углерода является его способность образовывать кристаллогидраты при насыщении парами воды.

## **1.2 Режимы вытеснения нефти диоксидом углерода**

В зависимости от термобарических условий, а также состава пластовых флюидов процесс вытеснения нефти диоксидом углерода может реализовываться в виде смешивающегося и несмешивающегося вытеснения (рис. 7).

Под смешивающимся вытеснением понимают полную взаимную растворимость нефти и газа, характеризующуюся отсутствием сил поверхностного натяжения на границе фаз. Как правило данный вид вытеснения подразделяют на смешивающееся вытеснение при первом контакте, при котором вытесняющий флюид и нефть являются смешивающимися жидкостями и многократное, заключающееся в достижении смесимости в результате многократного массообмена между флюидами. Многоконтантная смесимость возможна лишь при наличии достаточного количества времени и пути фильтрации газа в нефтенасыщенной пористой среде. В том случае, если в результате массообмена полной смесимости

достичь не удалось, то имеет место режим ограниченно-смешивающегося вытеснения нефти газом, обладающий меньшей эффективностью по сравнению с смешивающимся вытеснением. Если же растворения не происходит или оно незначительно влияет на изменение состава и свойств флюидов, то такое вытеснение считают несмешивающимся.

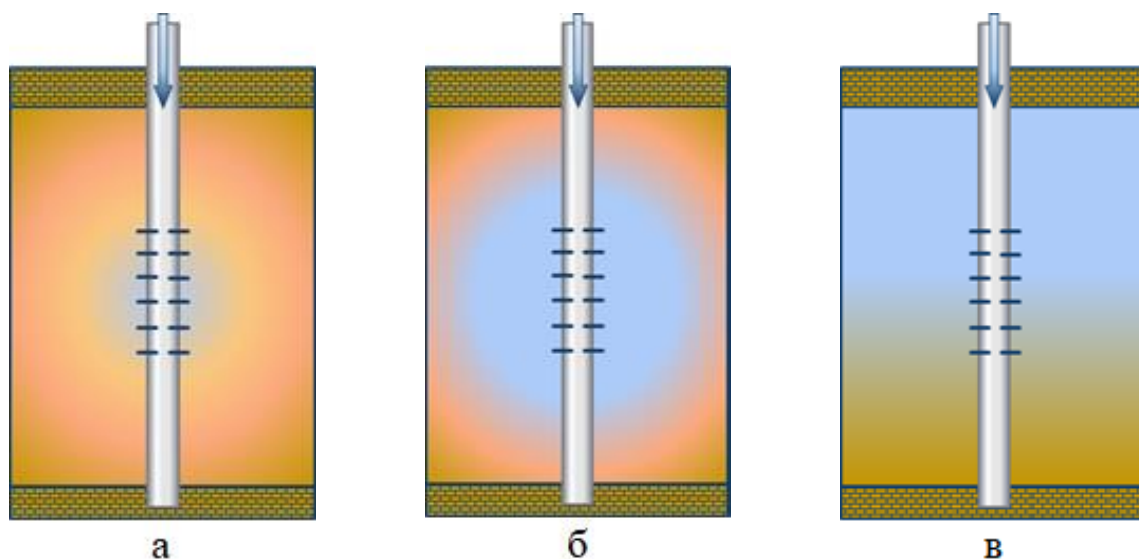


Рисунок 7 – Смесимость  $\text{CO}_2$  и пластовых нефтей.

а - Одноконтактная смешимость; б - многоконтактная смешимость; в - несмешивающийся режим

Очевидно, что наиболее эффективной технологией закачки является смешивающееся вытеснение. В идеализированном случае данным методом можно добиться более 95 % вытеснения нефти, за счет полного подавления капиллярных сил.

При нагнетании  $\text{CO}_2$  в нефтенасыщенный пласт формируется фронт вытеснения в результате последовательного многократного процесса обмена компонентами между диоксидом углерода и нефтью. Во время этого процесса легкие и промежуточные компоненты нефти экстрагируются  $\text{CO}_2$ , в то время как все большее его количество растворяется в нефти. По мере продвижения фронта составы фаз уравниваются, и поверхность раздела между ними становится все более и более незаметной и в какой-то момент может полностью исчезнуть [5, 12].

Если в процессе такого смешивающегося вытеснения будет достигнуто определенное давление, то газ сможет неограниченно растворяться в нефти, а вытеснение перейдет в состояние полного смешивания. Давление, при котором наблюдается данный эффект называется минимальным давлением смешиваемости (ММР) [12]. Давление смешивания зависит от термобарических условий пласта и состава нефти. ММР увеличивается с ростом температуры, плотности и вязкости нефти, а так же молекулярной массы. Минимальное давления смешиваемости уменьшается со снижением количества фракций  $C_6 - C_{30}$ , с увеличением содержания  $SO_2$ , уменьшением содержания метана и азота. В своей работе [13] Олстон и др. отмечают, что минимальное давление смешиваемости чистого диоксида углерода и нефти может быть представлено в виде функции зависимости от пластовой температуры ( $T_R$ ), легкой фракции углеводородов, мольной доли компонентов  $C_2 - C_4$  и молекулярной массы компонентов  $C_{5+}$  ( $MW_{C_{5+}}$ ). Кроме того, они установили, что  $T_R$  и  $MW_{C_{5+}}$  оказывают наибольшее влияние на ММР, чем остальные параметры.

При закачке газа коэффициент извлечения нефти зависит от давления. При минимальном давлении смешивания наблюдается излом кривой (рис. 8). Таким образом, чем выше отношение ММР к среднепластовому давлению, тем выше значение коэффициента вытеснения и, соответственно, больший эффект будет достигаться от применения газовых методов.

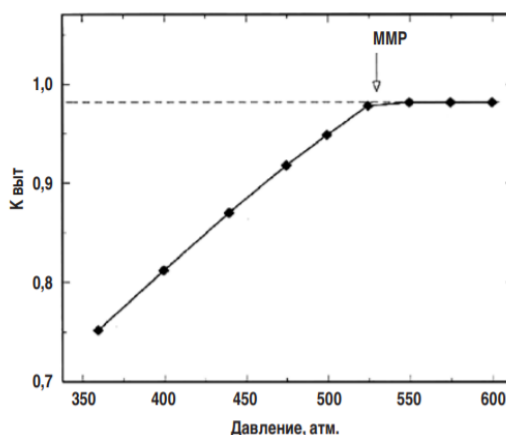


Рисунок 8 - График зависимости коэффициента вытеснения нефти от давления

В настоящее время для расчета минимального давления смешиваемости используются различные методики. В частности, при использовании углекислого газа, применяют расчеты MMP по корреляциям Cronquist (1977), Yellig and Metcalfe (1980), Johnson and Pollin (1981), Glaso (1985) и Yuan et. al (2005) (рис. 9). В работе [14] приводятся результаты исследования минимального давления смесимости от температуры и состава вытесняющего агента. В качестве вытесняющего агента авторы рассматривают углекислый газ, попутный нефтяной газ и их комбинированные смеси. В качестве объекта исследования рассматривался пласт БП12 газонефтяной залежи одного из месторождений севера Тюменской области. Пластовое давление составляет 27,5 МПа.

Компонентный состав нефти, используемой в исследовании приведен в таблице 1.

Таблица 1- Компонентный состав нефти [14]

<b>Компонент</b>	<b>Хим. формула</b>	<b>Концентрация, % мол</b>
Метан	$\text{CH}_4$	40,24
Этан	$\text{C}_2\text{H}_6$	7,47
Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$	9,43
и-Бутан	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	2,88
н-Бутан	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	4,2
и-Пентан	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	2,08
н-Пентан	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	1,81
и-Гексан	$i\text{-C}_6\text{H}_{14}$	1,49
н-Гексан	$n\text{-C}_6\text{H}_{14}$	1,01
Диоксид углерода	$\text{CO}_2$	0,16
Азот	$\text{N}_2$	0,33
Тяжелый остаток	$\text{C}_{7+}$	28,9

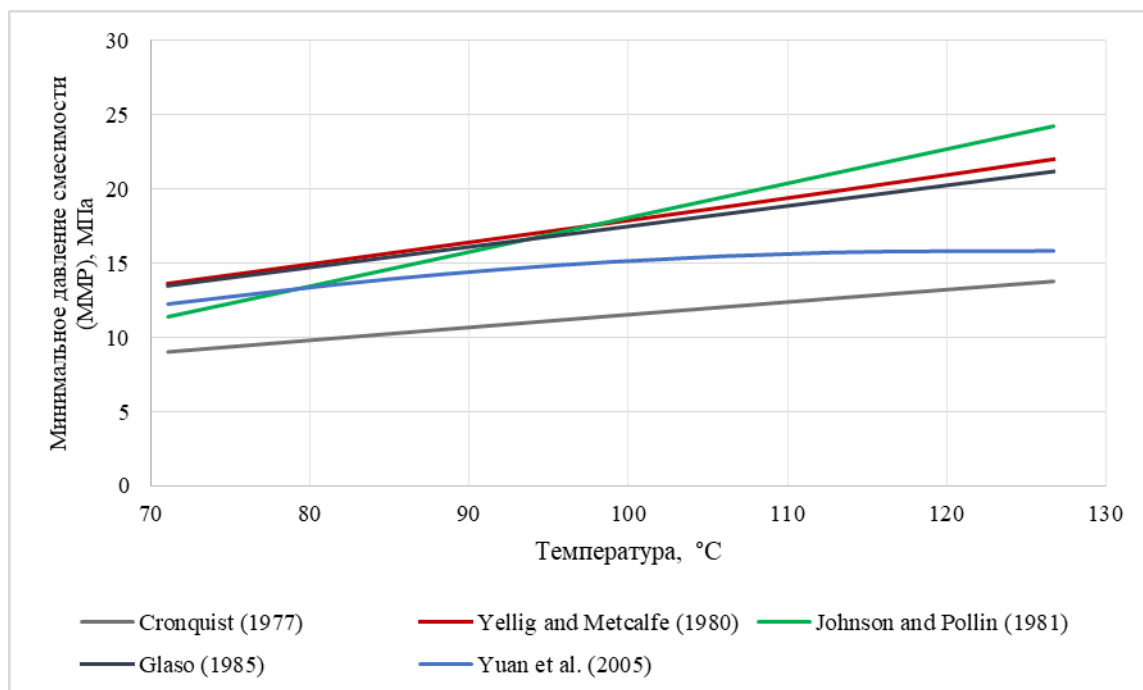


Рисунок 9 - График зависимости минимального давления смесимости диоксида углерода и пластовой нефти от температуры

Из графика следует, что в пластовых условиях обеспечивается полное смешение нефти с диоксидом углерода. Результаты расчётов для остальных агентов показали, что минимальное давление смесимости пластовой нефти и попутного газа более чем в два раза превышает величину пластового давления исследуемого месторождения. При использовании комбинированной смеси ПНГ и  $\text{CO}_2$  смешивающееся вытеснение наблюдается только при обогащении ПНГ диоксидом углерода более 80% [14].

Однако в связи с тем, что существует огромное количество месторождений и пластов, содержащих различную по составу нефть при разных давлениях и температурах, применение корреляций для вычисления ММР зачастую дает результаты, точность которых не всегда высока. В связи с этим, как правило, минимальное давление смесимости определяется экспериментальными методами такими как слим-методика (slim tube), метод всплывающего пузырька (Rising Bubble Apparatus), метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (Vanishing Interfacial Tension) и метод построения тройных диаграмм [8]. В настоящее время общепринятой и



наиболее надежной считается методика, основанная на применении slim tube – насыпных моделей пласта значительной длины и малого диаметра.

### **1.3 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти.**

Методы нагнетания смешивающегося с нефтью рабочего агента в пласт основаны на идеи формирования в пласте единой с нефтью фазы, которая в последствии может быть вытеснена. Помимо  $\text{CO}_2$  в пласт могут нагнетаться, и другие газы такие как ПНГ, воздух, азот. Кроме этого могут использоваться жидкие углеводороды (сжиженный природный газ, ШФЛУ), однако не смотря на высокую эффективность данных растворителей их применение зачастую нерационально из-за дороговизны. В связи с этим на сегодняшний день наибольшую актуальность получили более дешевые газовые агенты, несмотря на то что для достижения смешиваемости их с нефтью требуется большее давление.

В работе [15] проводится анализ характера взаимодействия метана, азота и углекислого газа с нефтью в пластовых условиях. Согласно данному анализу можно заключить, что диоксид углерода предпочтительнее других рассматриваемых агентов для увеличения извлечения нефти. Он обладает лучшей способностью к растворению при невысоких термобарических условиях, а значение ММР диоксида углерода намного меньше чем метана, азота или ПНГ [14, 15]. Это является важным аргументом в большей рентабельности процесса с применением  $\text{CO}_2$ . Относительная динамическая вязкость двуокиси углерода в 2-3 раза выше вязкости сопоставляемых газов. Это свойство имеет большое значение так как от отношения вязкости газа и пластового флюида зависит как долго данный агент будет вытеснять нефть прежде чем прорвется к забоям добывающих скважин. Стоит так же отметить, что сжимаемость  $\text{CO}_2$  значительно отличается от сжимаемости метана и азота, особенно при высоких давлениях. От степени данного параметра газов зависит потребляемая мощность компрессоров, затрачиваемая на сжатие газов при их транспортировке и нагнетании в пласт.

## **2 ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА. ИСТОЧНИКИ CO<sub>2</sub>**

### **2.1 Основные типы технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с использованием CO<sub>2</sub>**

Вытеснение нефти диоксидом углерода это сложный процесс включающий в себя массообмен, капиллярные и гравитационные эффекты. Частичная или полная смесимость углекислого газа с нефтью влечет за собой изменение ее реологических свойств и способствует вовлечению в разработку ранее не задействованной нефти. Значительное влияние на процесс вытеснения нефти диоксидом углерода влияют условия насыщения и предшествующее вытеснение.

Выделяют различные подходы к применению углекислого газа:

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

#### **2.1.1 Заводнение карбонизированной водой**

Является наиболее простым способом подачи углекислого газа в пласт и представляет собой нагнетание воды предельно или частично (3-5 %) насыщенной CO<sub>2</sub>. Научными исследованиями и последующей практикой установлено, что применение карбонизированной воды значительно увеличивает нефтеотдачу продуктивных пластов как с начала разработки нефтяного месторождения (на 10 – 15 %), так и для месторождений, на которых ранее уже применялось заводнение (на 8 – 10 %) [6, 16].

Данная технология предусматривает закачку через нагнетательные скважины карбонизированной воды при давлении превышающим давление насыщения воды углекислым газом в 1,1-2,3 раза. Действие карбонизированной воды заключается в том, что в пласте углекислый газ переходит из воды в оставшуюся за фронтом вытеснения нефть. В результате чего снижается вязкость нефти, увеличивается ее объем, уменьшаются поверхностное натяжение на границе нефть – вода и смачиваемость пород. Таким образом фазовая проницаемость и фильтрационные характеристики нефти повышаются.

При закачке карбонизированной воды в пласт она находится в предпереходном (слабоустойчивом) фазовом состоянии, под которым понимается такое состояние системы вблизи структурно-фазового превращения, в котором наблюдаются аномалии структуры и свойств. В таком состоянии карбонизированная вода обладает неравновесными вязкоупругими свойствами, а также повышенным расходом жидкости при ее фильтрации в пористой среде. При закачке такого агента в гидрофильные коллектора он теряет свои свойства и наблюдается снижение охвата залежи вытеснением, нефтеотдачи и приемистости нагнетательных скважин.

В связи с этим авторами патента [17] предлагается перед закачкой карбонизированной воды добавлять в нее 0,01-1% катионного поверхностно-активного вещества. Это способствует гидрофобизации порового пространства, в результате чего неравновесные вязкоупругие свойства сохраняются, и закачиваемая карбонизированная вода более равномерно поступает в высоко и низкопроницаемые пропластки. Кроме того, так как катионные ПАВ являются хорошими ингибиторами коррозии, их добавление снижает коррозию нефтепромыслового оборудования. Лабораторные исследования на модели двухслойного пласта с проницаемостью слоев 0,9 и 2,1 мкм<sup>2</sup> показал эффективность предполагаемого способа. Наибольший прирост коэффициента вытеснения наблюдался при концентрации ПАВ 0,1% и составил 14% (табл. 2)

Таблица 2 – 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

Гравитационные силы, плотность сетки скважин, а также система разработки оказывают на процесс вытеснения нефти карбонизированной водой такое же влияние, как и обычное заводнение. Основным преимуществом данного метода является относительно низкий расход углекислого газа (в 6-7 раз) при закачке в пласт по сравнению с другими вариациями его использования. Недостаток данной технологии заключается в том, что вытеснение нефти карбонизированной водой сопровождается значительным отставанием фронта концентрации двуокиси углерода в воде от фронта вытеснения, которое зависит от коэффициента распределения углекислого газа между нефтью и водой, концентрации его в воде, а также от давления и температуры в пластовых условиях. Это обуславливает значительное увеличение срока получения эффекта от применения технологии.

Закачка карбонизированной воды с концентрацией диоксида углерода в 2,5% для первой и 2% для второй оторочки была проведена на опытном участке Александровской площади Туймазинского месторождения (Республика Башкортостан) в 1967 году. Не смотря на то, что из-за прорыва карбонизированной воды масштаб эксперимента был уменьшен с трех добывающих скважин до двух, по оценке «БашНИПИнефть» дополнительная добыча нефти составила 27,3 тыс.т., что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6%. При этом отмечалось, что закачка карбонизированной воды привела к снижению обводнённости продукции, увеличению степени

охвата по толщине пласта на 30% и увеличению приемистости нагнетательной скважины на 30-40% [18].

### **2.1.2 Непрерывное нагнетание CO<sub>2</sub>**

Основным фактором при непрерывном нагнетании диоксида углерода в пласт является давление смесимости, которое определяет режим вытеснения нефти, а, следовательно, и эффективность применения технологии. Другое важное условие вытеснения нефти углекислым газом - чистота, от которой зависит смесимость с нефтью.

Преимуществом непрерывной закачки CO<sub>2</sub> является тот факт, что по сравнению с другими технологиями его применения удается достичь более высокого коэффициента вытеснения. Это происходит посредством того, что перед продвигающимся фронтом диоксида углерода образуется нефтяной вал, свойственный для процессов при смешиваемом вытеснении.

Данный метод широко используется в зарубежной практике для вытеснения остаточной нефти в обводнённых залежах путем постоянной закачки двуокиси углерода.

Не смотря на это данная технология имеет ряд весьма существенных недостатков. Ввиду большой разницы вязкостей и плотностей диоксида углерода и нефти возможны быстрые прорывы CO<sub>2</sub> к нагнетательным скважинам по высокопроницаемым пластам, гравитационное разделение и значительное уменьшение коэффициента охвата. Кроме того, вытеснение нефти одним углекислым газом требует его больших расходов. Частично данную проблему можно решить с помощью применения комбинированной смеси ПНГ и CO<sub>2</sub>. Однако минимальное давление смешиваемости в этом случае будет значительно выше, а концентрация того или иного компонентов будет зависеть от состава нефти и пластовых условий в каждом конкретном случае.

Данная технология применима для однородных коллекторов с низкой проницаемостью в условиях месторождений купольного типа или

крутопадающих пластов, содержащих нефть вязкостью менее  $15 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ , при условии доступного источника двуокиси углерода [6, 8, 19].

### **2.1.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины**

Расширить область применения закачки  $\text{CO}_2$  позволяет технология, разработанная и запатентованная компанией ПАО «Татнефть». Данный способ позволяет разрабатывать слабопроницаемые, неоднородные коллектора путем циклической закачки углекислого газа, разработка которых непрерывным нагнетанием является малоэффективной и нецелесообразной.

Хисамовым Р. С. и др. [20] был предложен метод заключающийся в подборе участка месторождения разброс в проницаемости, которого как по разрезу, так и по площади составляет от 0,001 мД до 2 мД. После некоторого периода эксплуатации рассматриваемого участка, когда пластовое давление в процессе разработки снизится до 50-80 % от начального, предлагается начать циклический режим закачки углекислого газа в нагнетательные скважины, заключающийся в постепенном увеличении и уменьшении давления нагнетания, с одновременным синхронным регулированием режимов работы добывающих скважин. Циклическая закачка осуществляется до тех пор, пока текущее пластовое давления не восстановится до начального давления или близкого к нему ( $0.9 - 1.1$  от  $P_{\text{нач}}$ ), после чего закачка диоксида углерода прекращается, а добычу осуществляют при забойном давлении не менее давления насыщения нефти как углеводородным, так и углекислым газом (рис. 10). По заявлению авторов, это позволяет повысить как коэффициент вытеснения нефти диоксидом углерода, так и коэффициент охвата пласта, а также минимизировать риск прорыва газа к добывающим скважинам.

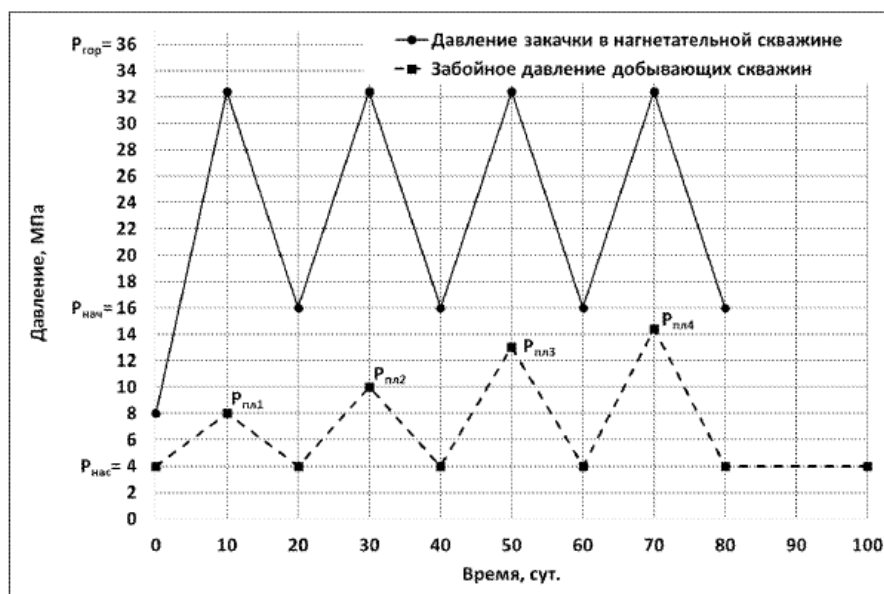


Рисунок 10 – График изменения давления закачки в нагнетательной скважине и забойных давлений в добывающих скважинах при циклической закачке диоксида углерода [20].

На участке карбонатного нефтяного коллектора характеризующегося низкой пористостью и проницаемостью (табл. 3) применение данной технологии позволило добыть дополнительно 54,6 тыс. т нефти, что соответствует приросту КИН на 0,116 [20].

Таблица 3 – 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<sub>2</sub> с последующей закачкой воды

Как уже отмечалось при заводнении карбонизированной водой наблюдается отставание фронта концентрации CO<sub>2</sub> от фронта вытеснения. Данного отставания можно избежать если нагнетать в пласт чистый диоксид углерода, в виде оторочки в объеме 10 – 30 % от объема пор, а затем продвигать его чистой или карбонизированной водой. Выделяют два метода осуществления данного процесса, так как оторочка может закачиваться как в жидком, так и газообразном состоянии.

Область применения жидкого диоксида углерода ограничивается его критической температурой. Лабораторные эксперименты, в которых проводилась оценка эффективности использования CO<sub>2</sub>-содержащих составов – модель дымового газа (в % об.: CO<sub>2</sub> = 20, N<sub>2</sub> = 80), карбонизированная вода (6,3 % об.) и сжиженный углекислый газ (99,6 % об.), показали что последний является наиболее эффективным рабочим агентом. Это связано с тем, что после внедрения углекислоты происходит интенсивный массообмен между компонентами потока, в результате чего пластовые жидкости быстро достигают равновесного насыщения углекислым газом и вытеснение приближается к смешивающему. При этом отмечается, что погребенная вода остается неподвижной во время продвижения оторочки CO<sub>2</sub>. В дальнейшем вследствие разбухания и фильтрации погребенной воды нагнетаемой проталкивающей жидкостью, между оторочкой CO<sub>2</sub> и проталкивающим агентом образуется своего рода барьер, который препятствует потере CO<sub>2</sub> из оторочки на насыщение новых порций проталкивающего агента. Авторы исследований отмечают, что применение оторочек жидкого диоксида углерода позволяет значительно увеличить извлечение остаточной нефти из низкопродуктивных, высокообводненных или непредельнонасыщенных залежей [21]

Второй метод рассматриваемой технологии является более распространенным и представляет собой закачку оторочки газообразного углекислого газа. При продвижении ее водой диоксид углерода движется в



виде объема свободного газа с четко выраженными границами, при этом основной его объем находится перед фронтом вытеснения и лишь незначительная часть остается вне фронта. По мере продвижения газовой оторочки углекислый газ расходуется на насыщение воды и нефти вследствие чего ее объем постепенно уменьшается. Как и в случае с жидким  $\text{CO}_2$  между оторочкой и проталкивающим агентом образуется барьер из карбонизированной воды предельно насыщенной двуокисью углерода. При вытеснении нефти данным методом выделяют следующие характерные зоны (рис. 11) [6]:

- I. зона однофазного течения нефти в присутствии погребенной воды;
- II. зона совместного движения углекислого газа, нефти и воды с активным массообменом между фазами;
- III. зона движения нефтяного вала в присутствии погребенной воды и заземленного газа (массообмен углекислым газом между фазами происходит здесь в меньшей степени, чем в предыдущей зоне);
- IV. зона фильтрации карбонизированной воды в присутствии остаточной нефти (малоподвижной и лишенной легких фракций) и остатков свободного газа (характеризуется состоянием равновесного насыщения  $\text{CO}_2$  в нефти и погребенной воде);
- V. зона продвижения нагнетаемой воды в присутствии остаточной нефти с активным перераспределением выделяющегося из нефти  $\text{CO}_2$  между обеими жидкостями;
- VI. зона фильтрации закачиваемой воды в присутствии остаточной нефти и отсутствии углекислого газа

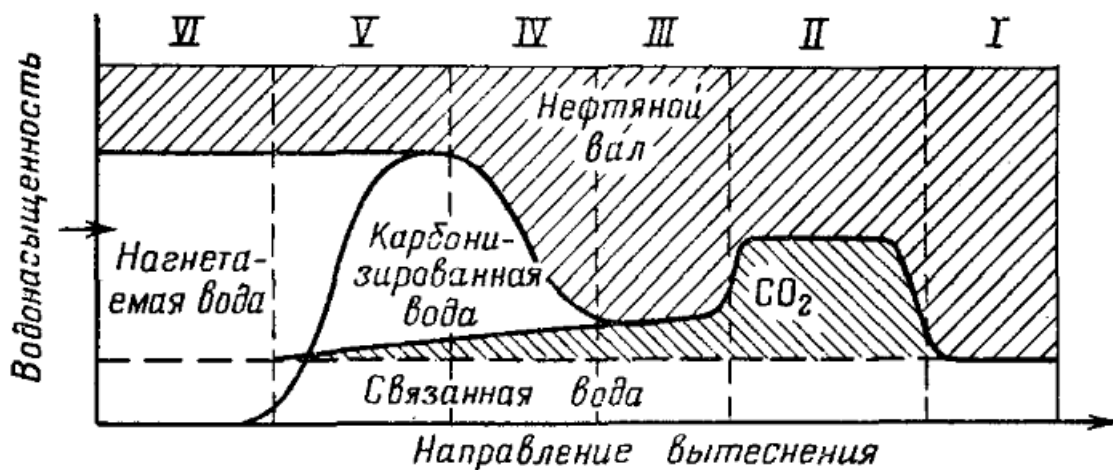


Рисунок 11 – Вытеснение нефти оторочкой газообразного диоксида углерода и распределение насыщенности воды, нефти и  $\text{CO}_2$  при неполной смесимости [6]

В конечном счете по мере продвижения агента в пласте остаются только пятая и шестая зоны. В случае небольшой оторочки углекислого газа с течением времени вторая и третья зона могут исчезнуть. В результате этого вода обгоняет диоксид углерода и наблюдается вытеснение нефти карбонизированной водой. Отличительной особенностью применения  $\text{CO}_2$  от других растворителей или углеводородных газов является то, что даже небольшие оторочки углекислого газа обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи [6].

Сильная зависимость вытеснения нефти газообразными оторочками  $\text{CO}_2$  от условий гравитационного разделения, ограничивает применение данной технологии в пластах с высокой вертикальной проницаемостью.

### 2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой $\text{CO}_2$ и воды

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

отношение размеров порций нагнетаемых агентов, то есть газовой и водной, при чередующейся закачке [6].

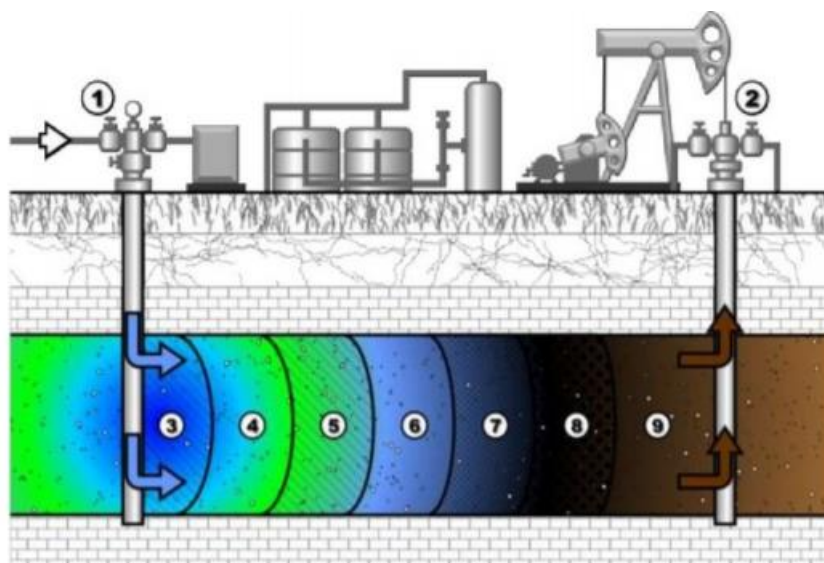


Рисунок 12 - Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием:

1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона; 4 – газ ( $\text{CO}_2$ ); 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7-зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

С уменьшением данного соотношения уменьшается вязкостная неустойчивость продвижения диоксида углерода, следовательно, уменьшается и вероятность преждевременного прорыва газа к забоям добывающих скважин. Однако, если данное соотношение будет меньше определенного значения, то эффективность водогазового воздействия снизится и приблизится к закачке карбонизированной воды. При высоком значении газонефтяного отношения возможно проявление гравитационного расслоения и уменьшение охвата процессом вытеснения. При определенных соотношениях объема воды и газа коэффициент охвата может быть выше чем при обычном заводнении или нагнетании карбонизированной воды.

Диапазон размеров оторочек зависит от смесимости диоксида углерода и нефти, вязкости нефти, степени однородности пласта и нефтенасыщенности. Главный критерий при подборе оптимального газовой и водной отношения – максимально возможное продление времени прорыва двуокиси углерода к

добывающим скважинам. Таким образом оптимальное соотношение объемов диоксида углерода и воды должно обосновываться специальными исследованиями и расчётами исходя из реальных условий для каждого месторождения [6, 21].

В целом в литературе отмечают, что при высокой нефтенасыщенности и достаточной однородности пласта объем оторочек углекислого газа может достигать 20%. В неоднородных пластах с высокими значениями вязкости нефти размеры порций воды и газа должны уменьшаться.

Применение водогазового воздействия позволяет сочетать достоинства как газового агента – более высокий коэффициент вытеснения, так и воды – более высокий коэффициент охвата. Технология может применяться в составе действующей системы ППД и использоваться как на отдельных скважинах, так и на всем месторождении в целом.

Условия применения водогазового воздействия для эффективной разработки нефтяных месторождений представлены в таблице 4 [22, 23].

Таблица 4 – Критерии применимости водогазового воздействия

<b>Параметр</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>Критерии применимости</b>
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 растворенным газом	-	недонасыщенна
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	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 $\text{CO}_2$

Основной проблемой при использовании  $\text{CO}_2$  для повышения нефтеотдачи является преждевременный прорыв газа к забоям добывающих скважин. В целях снижения подвижности диоксида углерода и повышения охвата его воздействием возможно добавление различных химических агентов - пенообразующих ПАВ с целью образования стабильных пен, обладающих повышенными показателями вязкости и эффективности. Использование пены позволяет добиться лучшего вытеснения нефти по сравнению с заводнением или вышерассмотренными технологиями применения диоксида углерода. Данный эффект достигается благодаря тому, что применение пенообразующих веществ позволяет уменьшить гравитационное разделение флюидов и стабилизировать фронт вытеснения. Кроме того, пенообразующие растворы ПАВ в 10 раз сильнее снижают относительную проницаемость порового пространства по газу чем вода, что позволяет значительно снизить возможность прорыва углекислого газа и избирательно блокировать его в высокопроницаемых пропластках [6, 8, 24].

Образование пены в поровом пространстве происходит путем нагнетания пенообразователя (поверхностно активного вещества) и углекислого газа. Выделяют как одновременную закачку компонентов (co-injection), в этом случае качество пены определяется долей  $\text{CO}_2$  в смеси, так и поочередную (surfactant-alternating gas (SAG)) в которой качество пены зависит от пропорции компонентов  $\text{CO}_2$  и ПАВ. На практике в большинстве случаев применяется поочередное нагнетание (SAG). Лабораторные исследования [25] показывают, что множественное SAG позволяет получить пену кажущая вязкость которой равна 120 мПа·с, что практически в 2 раза больше чем при совместном нагнетании пенообразователя и диоксида углерода (56 мПа·с). Авторы работы отмечают что дополнительное извлечение нефти при использовании пенообразующих ПАВ и  $\text{CO}_2$  в среднем составило 30%.

Применением комбинированной модели водогазового воздействия совместно с пенообразующими ПАВ (FAWAG) удается получить более устойчивый профиль вытеснения нефти без преждевременных прорывов и вязкостных языков (рис. 13). Эксперименты с применением технологий вытеснение нефти с одновременной закачкой оторочек CO<sub>2</sub> и воды (SWAG) и FAWAG на керновой модели показали, что при использовании последней достигается более высокий показатель извлечения нефти, достигающий 92% (рис. 14) [26].

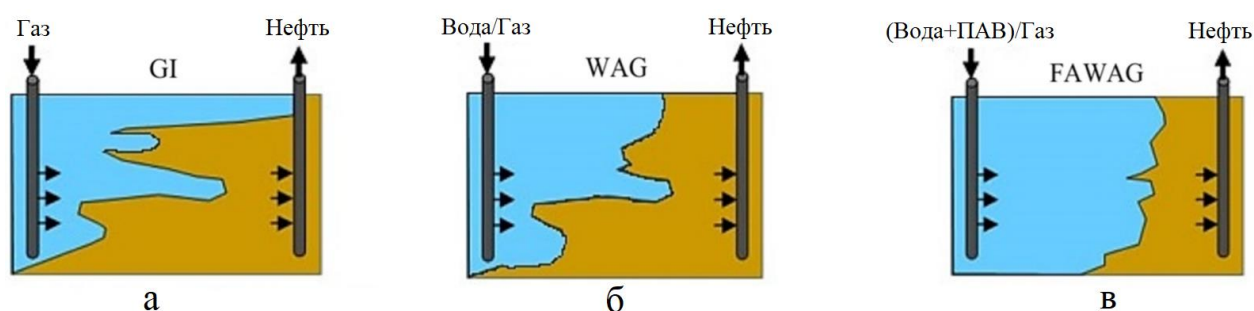


Рисунок 13 – Схема профиля вытеснения нефти при различных технологиях

ПНО – CO<sub>2</sub>

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

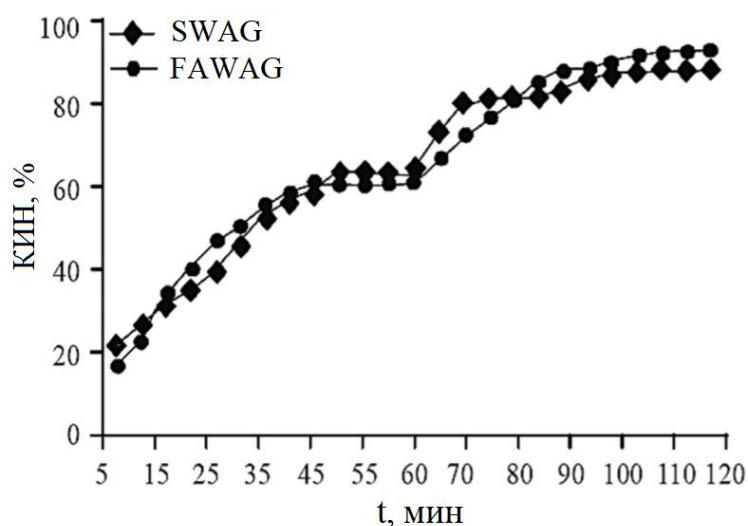


Рисунок 14 – Сравнение показателей извлечения нефти технологиями SWAG и FAWAG [24]

Данные методы, основанные на применении пен, могут быть применены для добычи нефти из сильно неоднородных коллекторов с поропластками

высокой проницаемости, а также разрезов, включающие водонасыщенные интервалы [8].

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

Представляет собой закачку диоксида углерода непосредственно в добывающую скважину с последующей ее остановкой для пропитки призабойной зоны пласта и последующей добычей нефти. Таким образом весь процесс можно разделить на три стадии: нагнетание углекислоты в пласт, выдержка скважины, освоение и добыча. Нагнетание осуществляется как правило при средней скорости в 11 тонн диоксида углерода в час и, в зависимости от необходимого объема  $\text{CO}_2$ , может продолжаться от 24 до 48 часов. Количество дней выдержки зависит как от физико-химических свойств нефти, так и геолого-физических характеристик пласта и может составлять от 1 до 40 суток.

Данная технология позволяет существенно снизить капитальные затраты на реализацию технологии, так как не требует обустройства специальных нагнетательных скважин. Кроме того, данный метод позволяет реализовать доставку сжиженного диоксида углерода автомобильным транспортом, что является экономически более выгодным вариантом, чем строительство трубопровода, при условии, что имеется постоянное дорожное сообщение с месторождением, и его удалённость от источника диоксида углерода не превышает 300 км. Газоциклическая закачка  $\text{CO}_2$  также может рассматриваться как тестовый проект для проверки эффективности закачки углекислого газа в масштабах месторождения [27, 28].

Закачка диоксида углерода в добывающую скважин может осуществляться в жидком, либо в сверхкритическом состоянии. Под состоянием сверхкритического флюида (СКФ) понимают такое состояние вещества, при котором различие между свойствами газовой и жидкой фазой исчезает. Многие физические свойства, такие как скорость диффузии, вязкость, плотность в состоянии СКФ характеризуются как промежуточные между свойствами газа и жидкости.

Сверхкритический флюид диоксид углерода (СКФ-СО<sub>2</sub>) является эффективным растворителем, сочетающим свойства газа, такие как низкая вязкость, малое межфазное натяжение и высокий коэффициент диффузии, и жидкости – высокая растворяющая способность. Этими свойствами обуславливается способность СКФ-СО<sub>2</sub> проникать в пористое пространство и осуществлять более быстрый и эффективный массоперенос, по сравнению с жидкими и газовыми средами. Свойства сверхкритического СО<sub>2</sub> как растворителя можно регулировать путем изменения давления. Его повышение сопровождается резким ростом растворяющей способности агента [27, 29].

Преимуществом СО<sub>2</sub> перед другими газами является то, что благодаря низким значениям параметров критических давления и температуры, он может переходить в сверхкритическое состояние в пластовых условиях, в которых другие агенты останутся в жидком или газообразном состоянии. Кроме того, СКФ-СО<sub>2</sub> не токсичен, не горюч, не взрывоопасен и является экологически чистым растворителем.

Результаты исследования влияния термобарических условий на вытеснение нефти [30] показали, что закачка диоксида углерода в сверхкритическом состоянии (давление нагнетания более 7,38 МПа) приводит к 1,5-2-кратному повышению КИН по сравнению с обычным СО<sub>2</sub>. Авторы работы связывают увеличение КИН с значительным снижением кинематической вязкости СО<sub>2</sub> при переходе его в сверхкритическое состояние, а также повышением растворимости газа в углеводороде, что позволяет выровнять фронт вытеснения нефти и уменьшить образование вязкостных языков. Таким образом СКФ - СО<sub>2</sub> может применяться не только в газоциклической закачке в добывающие скважины, но и во всех методах, связанных с использованием СО<sub>2</sub> как вытесняющего агента.

Авторами [31] предложен способ газоциклической закачки в нефтедобывающую скважину жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях. Основным механизмом повышения нефтеотдачи в предложенной технологии является способность углекислого газа в



сверхкритическом состоянии растворять органические вещества, содержащиеся в высоковязкой нефти, снижать вязкость нефти в пластовых условиях, вызывать ее набухание, увеличивать смешиваемость СКФ-СО<sub>2</sub> с нефтью, резко снижать межфазное натяжение на границе нефть – СКФ-СО<sub>2</sub>, что приводит к значительному снижению капиллярных сил. На практике это позволяет вовлекать в разработку капельную нефть, находящуюся в трудноизвлекаемых капиллярах.

Для эффективного растворения нефти, содержащей высокомолекулярные компоненты требуется давление выше  $P_{\text{крит}} = 7,38$  МПа, что обусловлено очень высокой чувствительностью СКФ-СО<sub>2</sub> к перепаду давления. Чем больше давление превышает критическое, тем выше растворяющая способность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии. Этот же факт обуславливает необходимость не допускать перепадов давления в сторону его понижения, так как это может привести к осаждению высокомолекулярных фракций нефти в пласте, в результате чего происходит образование АСПО, сопровождающееся полной или частичной потерей проницаемости участка. Как правило этим участком является призабойная зона пласта [31, 32].

В связи с этим в рассматриваемом способе авторы предлагают дополнительно применять химический метод воздействия композиционной смесью, которая закачивается оторочками в добывающую скважину до и после закачки сжиженного диоксида углерода. Это позволяет создать более благоприятные условия смешивания сверхкритического диоксида углерода с пластовой нефтью за счет снижения ММР, а также разрыхлить и растворить образующиеся осадки АСПО в призабойной зоне. В качестве химического реагента предлагается применять композицию из «Дельта АСПГО» - смеси вторичных нефтепродуктов процессов пиролиза и переработки углеводородного сырья, неионогенных ПАВ и деэмульгатора, и диметилкарбоната в равных объемных долях. При этом композиция «Дельта АСПГО» выступает в роли ингибитора асфальтено-парафино-гидратных

отложений, а диметилкарбонат – растворителя асфальтенов. Объем закачки композиции составляет не менее 5-20% от суточного объема добываемой жидкости. Закачка двумя оторочками обуславливается тем, что первая предотвращает гидратообразование и коррозию в стволе скважины в процессе закачки  $\text{CO}_2$ , а вторая вытесняет закаченный диоксид углерода из ствола скважины в пласт.

Газоциклическую закачку диоксида углерода при сверхкритических условиях рекомендуется применять в глубокозалегающих пластах и в низкопроницаемых коллекторах. Нефтяные залежи, подстилаемые водой или имеющие обширные водонефтяные зоны, так же благоприятны с точки зрения применения СКФ- $\text{CO}_2$ .

Эффективность применения циклического метода закачки диоксида углерода в добывающую скважину для извлечения тяжелой и высоковязкой нефти подтверждается как экспериментально, так и опытно-промышленными испытаниями. Так в работе [32] 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. При этом отмечается, что наиболее эффективными с точки зрения вытеснения нефти являются первые три цикла. Последующие же циклы закачки  $\text{CO}_2$  не приводили к значительному изменению нефтеотдачи пластов.

Успешные опытно-промышленные испытания были проведены в 2017 году на одной из скважин Марьинского месторождения, которая была выведена из действующего фонда в связи с невозможностью добычи высоковязкой нефти (795 мПа·с в пластовых условиях) с помощью традиционных технологий. По заявлению компании применение технологии позволило снизить вязкость нефти в 10 раз. Дебит скважины при вводе ее в эксплуатацию составил 8,6 т/сут [33].

Обобщая опыты проведения газоциклической закачки можно сказать, что дополнительная добыча нефти прямо пропорциональна размеру оторочки углекислоты, закачиваемой в скважину на первом этапе и периоду выдержки скважины на втором [34].

## 2.2 Анализ источников CO<sub>2</sub>

Применение углекислого газа позволяет увеличить КИН в широком диапазоне геолого-физических свойств нефтяных пластов. Однако для получения 1 т дополнительной добычи нефти в среднем необходимо около 1000 м<sup>3</sup> чистого диоксида углерода. В связи с этим возникает необходимость в значительных объемах CO<sub>2</sub>, что является основным и наиболее весомым фактором, ограничивающим реализацию проектов с его применением, а также напрямую влияющим на рентабельность применения технологий, связанных с применением углекислого газа.

Все источники диоксида углерода можно разделить на природные и техногенные (рис. 15). К первым относятся месторождения, содержащие диоксид углерода. В отличие от США, где технологии увеличения нефтеотдачи путем применения CO<sub>2</sub> получили наибольшее распространение, в России на сегодняшний день не открыты месторождения природного диоксида углерода. В основном он присутствует в недрах в виде попутного компонента углеводородных газов. На 01.01.2015 на Государственном балансе РФ числилось четыре месторождения – Астраханское, Западно-Астраханское, Поморское и Северо-Гуляевское, с суммарным запасом CO<sub>2</sub> равным 601,6 млрд. м<sup>3</sup> со средней концентрацией в 13,9 % [35]. При этом подавляющее большинство запасов (около 99%) сосредоточено в Астраханской области, остальные на шельфе Баренцева моря.



Рисунок 15 – Классификация источников диоксида углерода

В Западной Сибири в нефтяных попутных газах, как правило концентрация диоксида углерода не превышает 1 %, однако в отдельных случаях наблюдаются скопления со значительным содержанием углекислого газа. Так содержание  $\text{CO}_2$  на Веселовском месторождении достигает 85 %, на Межовском - 97 %, а на Самутнельском – 76,7 % [36]. Тем не менее такие проявления углекислого газа носят локальный характер в связи с чем их прогнозирование и оценка сопряжены с большими трудностями.

Самые крупные месторождения углекислого газа в мире приурочены к вулканогенному генезису, концентрация  $\text{CO}_2$  в которых может достигать 100%. Наиболее перспективными с этой точки зрения является Восточная Сибирь и Сахалин, где наблюдаются благоприятные условия для образования залежей с  $\text{CO}_2$ . Однако специальные исследования по прогнозированию и оценке зон концентрации запасов природного диоксида углерода до настоящего времени не проводились [35].

К основным техногенным источникам углекислого газа, на которых может осуществляться его улавливание, относятся:

- Электростанции;
- Цементные заводы;
- Нефте- и газоперерабатывающие заводы;
- Предприятия черной металлургии;
- Предприятия химического производства (производство аммиака, этанола, этилена и т.д.).

При этом согласно [37] наибольшее количество выбросов CO<sub>2</sub> (рис. 16) осуществляется энергетическим сектором, включающим в себя производство энергии и тепла (ТЭЦ, ГРЭС), нефте- и газопереработку, производство твердых топлив и другие виды энергетической промышленности (рис. 17).

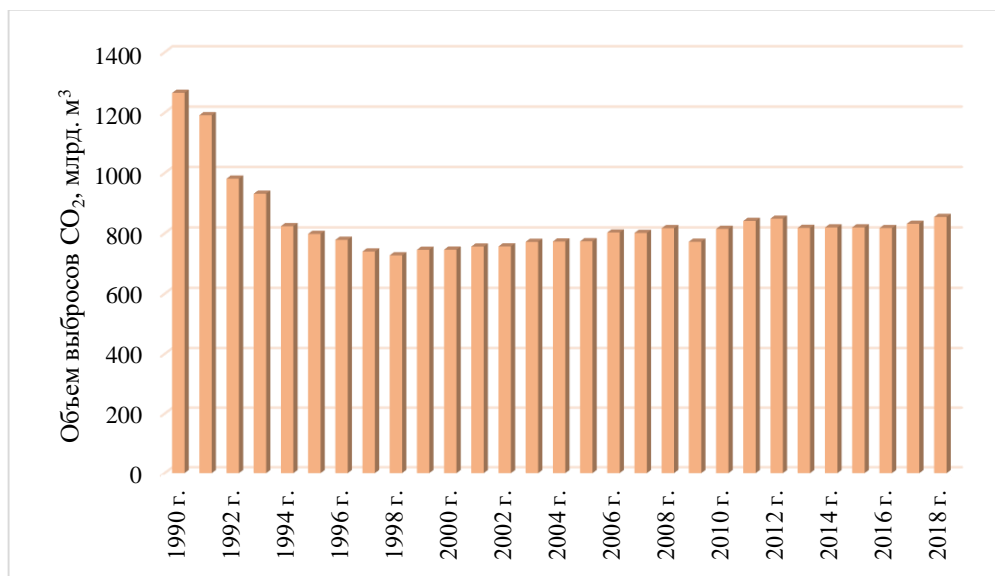


Рисунок 16 – Объем выбросов CO<sub>2</sub> на территории РФ

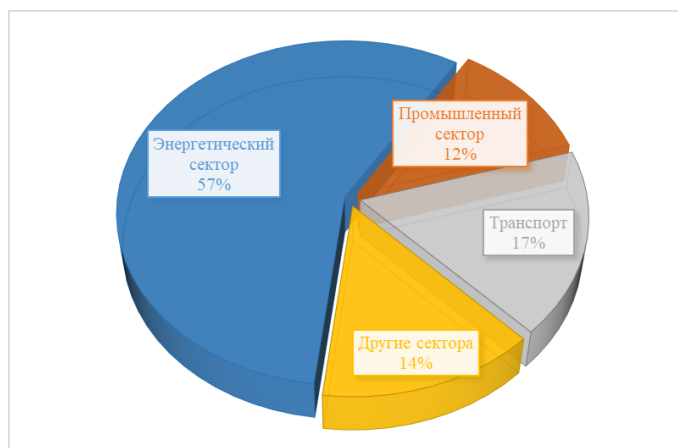


Рисунок 17 – Источники эмиссии CO<sub>2</sub> по секторам за 2018 г.

Авторами работ [38, 39] была проведена оценка перспективности регионов России с точки зрения применения методов повышения нефтеотдачи диоксидом углерода (ПНО-CO<sub>2</sub>). Результатами работы стал анализ порядка 183 источников эмиссии CO<sub>2</sub> (ТЭЦ и ГРЭС) и 126 месторождений по результатам которых составлены карты перспективности регионов РФ как для целей улавливания CO<sub>2</sub> (рис. 18), так и для ПНО - CO<sub>2</sub> (рис. 19).

В качестве критериев для построения карт выступали параметры: количество электростанций станций в регионе и их суммарный выброс

диоксида углерода, среднее расстояние от электростанций до ближайших нефтяных месторождений, годовая потребность CO<sub>2</sub> для целей ПНО, количество потенциальных проектов способных быть экономически успешными, а также средние затраты на транспортировку и закачку CO<sub>2</sub>.

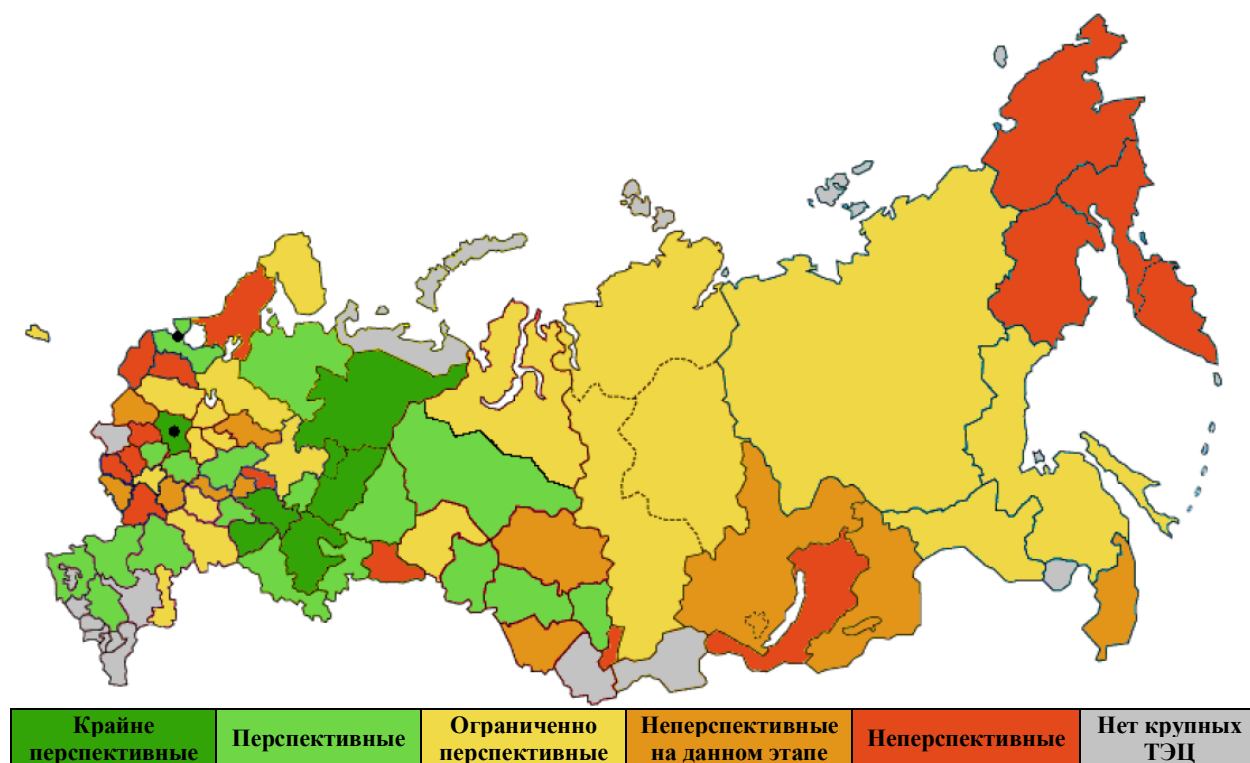


Рисунок 18 – Карта перспективных регионов РФ для целей использования улавливания CO<sub>2</sub> [38]

Для ранжирования регионов по перспективности ПНО-CO<sub>2</sub> авторами был предложен алгоритм, учитывающий пригодность физико-геологических свойств месторождений, стоимость улавливания двуокиси углерода, затраты на его транспортировку и закачку, а также экономическую эффективность рассматриваемых проектов. Превышение определенного значения затрат на тонну CO<sub>2</sub> на каждом из этапов являлось критерием отбраковки рассматриваемой пары месторождение-источник углекислого газа.

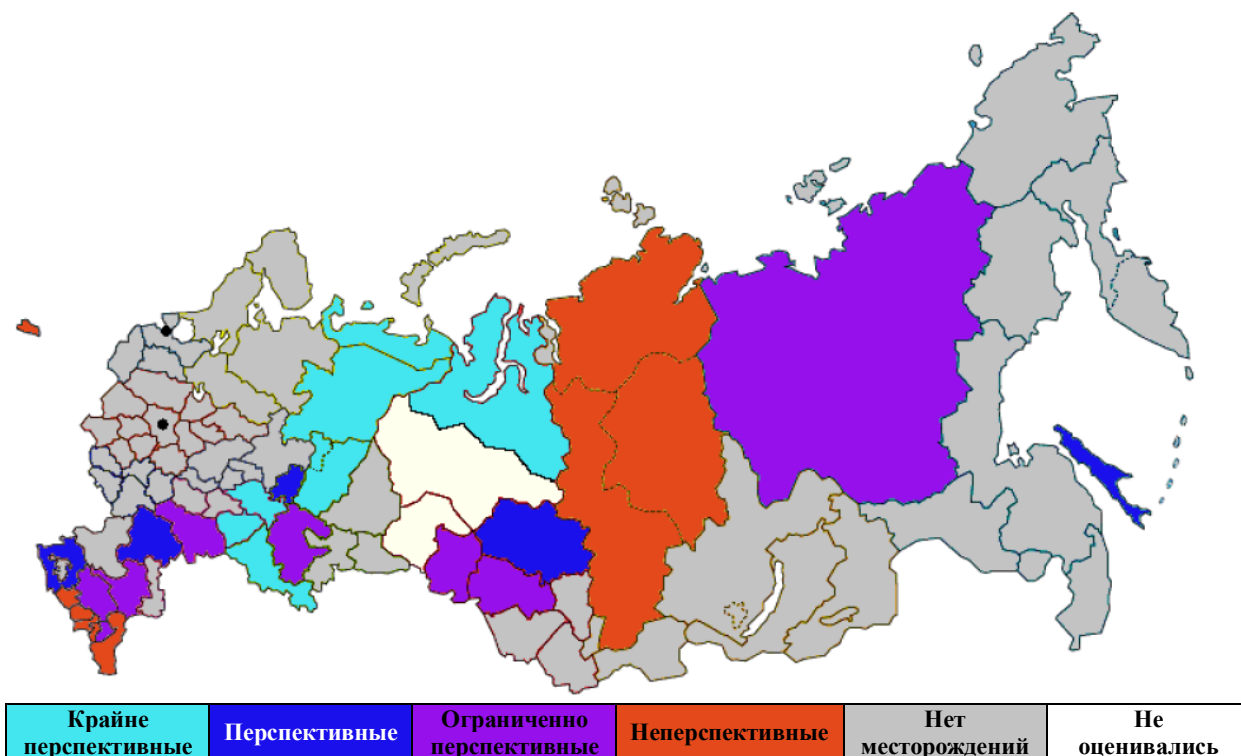


Рисунок 19 – Карта перспективных регионов РФ для целей использования диоксида углерода для повышения нефтеотдачи [38]

Таким образом исходя из полученных карт можно сделать вывод, что наиболее подходящие месторождения для применения диоксида углерода в качестве агента для повышения нефтеотдачи приурочены к Волго–Уральской, Тимано– Печерской и Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Однако необходимо учитывать тот факт, что в качестве геолого-промысловых критериев авторами работ были приняты ограничения в том числе по вязкости – менее 15 мПа·с и проницаемости – высокопроницаемые участки считаются неблагоприятными. Это обусловлено тем фактом, что в качестве методов ПНО-СО<sub>2</sub> рассматривались только наиболее распространённые технологии такие как заводнение карбонизированной водой и водогазовое воздействие, включающее в себя закачку оторочки СО<sub>2</sub> с последующей закачкой воды или вытеснение нефти чередующимися оторочками СО<sub>2</sub> и воды, в результате чего некоторые месторождения были отбракованы уже на первой стадии рассмотрения. Использование более широкого спектра технологий таких как Huff-N-Puff process, применение СО<sub>2</sub> с пенообразующими ПАВ и др. позволят рассматривать часть таких месторождений как отвечающие физико-

геологическим критериям. Кроме того, применение технологии газоциклической закачки диоксида углерода в некоторых случаях может снизить транспортные затраты, что также является важным критерием при оценке перспективности и рентабельности ПНО-СО<sub>2</sub>.

Еще одной важной особенностью является то, что в качестве источника СО<sub>2</sub> рассматривались только ТЭЦ и ГРЭС. Учет других техногенных источников, в особенности нефте- и газоперерабатывающих заводов и предприятий химического производства аммиака, этанол, этилена и т.д., на которых СО<sub>2</sub> является побочным продуктом, позволят увеличить число проектов, которые могут оказаться рентабельными с точки зрения применения ПНО-СО<sub>2</sub>.

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

При всех очевидных преимуществах ПНО-СО<sub>2</sub> имеет ряд недостатков. Очевидным недостатком двуокиси углерода как вытесняющего агента является низкая вязкость, а, следовательно, высокая подвижность и низкий коэффициент охвата. Для снижения проявления данного эффекта применяют совместную или поочередную закачку воды и углекислого газа, пенообразующие ПАВ или проводят селективную изоляцию определенных высокопроницаемых интервалов. Так же с целью повышения коэффициента охвата может применяться циклическое воздействие на пласты или уплотнение и соответствующие размещение скважин.

Использование углекислого газа с водой, в свою очередь, может повлечь за собой одно из самых существенных осложнений, которое может произойти при использовании СО<sub>2</sub> – коррозию. Подавляющее большинство авторов отмечают основным недостатком применения диоксида углерода коррозию оборудования нагнетательных и добывающих скважин. Тем не менее считается, что коррозия оборудования является не столь опасной при применении ингибиторов и присадок [21]. Возможность осложнения



вызванных коррозией при использовании и транспортировке  $\text{CO}_2$  ставит необходимость в применение более дорого коррозионностойкого оборудования и ингибиторов коррозии. Кроме того, из-за повышенной проникающей способности углекислоты необходимо применение специализированной фонтанной арматуры и повышенный контроль за уплотнительными элементами скважины и околоскваженного оборудования.

При рассмотрении физико-химических свойств углекислого газа отмечалось что растворение  $\text{CO}_2$  сопровождается понижением температуры. Это температурный эффект может повлиять на образование асфальтеносмолопарафиновых отложений. В связи с этим рекомендуется проводить лабораторные исследования с целью подбора ингибиторов выпадения АСПО и рекомендаций по термобарическим условиям эксплуатации скважин. При этом не стоит забывать, что диоксид углерода в присутствие свободной воды может образовывать кристаллогидраты, это необходимо учитывать при закачке и транспортировке углекислого газа по трубопроводам.

К недостаткам применения углекислого газа можно отнести и то, что при неполной смесимости с нефтью, диоксид углерода экстрагирует из последней легкие компоненты тем самым утяжеляя оставшуюся в пласте нефть. Подобный эффект может наблюдаться и за фронтом вытеснения нефти оторочкой диоксида углерода в следствие падения давления. Последующие извлечение оставшейся после экстрагирования нефти будет связано с повышенными трудностями, так как она малоподвижна. Помимо этого, частичное извлечение компонентов нефти из порового пространства отражается и на КИН. Тем не менее мировой опыт показывает, что извлечение нефти при несмешивающемся вытеснении представляет практический интерес и может быть экономически целесообразным. Согласно опубликованным данным [40] с 1968 по 2017 год в мире насчитывался 41 проект несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода. Прирост добычи нефти при этом варьируется от 4,7 до 12,5%.

Ограничением для применения ПНО-СО<sub>2</sub> помимо его физико-химических свойств и геолого-физических критериев коллектора является наличие необходимого объема агента и доступность его транспортировки к месторождениям. Кроме этого при закачивание СО<sub>2</sub> до 70% его объема может остаться в пласте, что обуславливается его удержанием в тупиковых порах и застойных зонах. Все это приводит к повышенному расходу СО<sub>2</sub> на тонну дополнительно добытой нефти и как следствие повышает затраты на реализацию проекта. С другой стороны, при значительной концентрации диоксида углерода в нефти и ПНГ появляется необходимость его сепарации и улавливания, следовательно, это влечет за собой дополнительные затраты на соответствующее оборудование и его обслуживание.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б6Г	<b>ФИО</b> Григорьеву Роману Сергеевичу
-----------------------	--

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавриат</b>	<b>Направление</b>	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело</b>

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом Проведение SWOT – анализа; Анализ конкурентных технических решений.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов и трудоемкости работ в рамках ВКР, составление графика Ганта. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет сравнительной эффективности проекта

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Г	Григорьев Р. С.		

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением методов увеличения нефтеотдачи с использованием двуокиси углерода на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и эффективности применения углекислого газа в целях повышения нефтеотдачи пластов.

Расчеты проводились согласно учебно-методическому пособию [41]

#### **3.1 Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом**

Рассматриваемые технологии увеличения нефтеотдачи могут применяться в широком диапазоне геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств нефти. Потребность в значительных объемах и бесперебойной поставки диоксида углерода ставит необходимость в наличии по близости от месторождений источников  $\text{CO}_2$ . Таким образом потенциальными потребителями технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом являются нефтяные компании, занимающиеся добычей нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами находящихся на различных этапах разработки. В связи с отсутствием на сегодняшний день природных источников двуокиси углерода на территории РФ, потенциальными источниками для реализации технологий ПВО –  $\text{CO}_2$  являются электростанции, цементные, нефте- и газоперерабатывающие заводы, предприятия черной металлургии, а также предприятия химического производства аммиака, этанол, этилена и т.д., на которых  $\text{CO}_2$  является побочным продуктом и может улавливаться существующими на сегодняшний день технологиями.

### 3.2 SWOT-анализ

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

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа технологий ПНО - CO<sub>2</sub> представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT

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

Построим интерактивные матрицы проекта для выявления сильных и слабых сторон применения двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи (табл. 6-9)

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	0	+
	В2	0	0	+	0
	В3	+	+	-	+
	В4	+	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 6 можно выявить следующие корреляции сильных сторон и возможностей: В1В3В4С1С2С4, В2С3

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	0	-	-
	В2	+	0	+	-
	В3	-	-	-	-
	В4	+	0	0	+

При анализе интерактивной таблицы 7 можно выявить следующие корреляции слабых сторон и возможностей: В1Сл1, В2Сл1Сл3, В4Сл1Сл4

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	+	-
	У2	+	0	0	0
	У3	+	+	0	+
	У4	-	-	-	+

При анализе интерактивной таблицы 8 можно выявить следующие корреляции сильных сторон и угроз: У1С3, У2С1, У3С1С2С3, У4С4

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	0	+	+
	У3	+	-	+	-
	У4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 9 можно выявить следующие корреляции слабых сторон и угроз: 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<sub>2</sub> и альтернативные способы снижения CO<sub>2</sub> в электроэнергетическом секторе так как он является одним из основных техногенных источников углекислого газа в условиях отсутствия естественных залежей.

### **3.3 Анализ конкурентных решений**

Применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи относится к газовым МУН, среди которых выделяют и воздействие на пласт углеводородным газом (ПНГ). Данный метод воздействия можно считать основным конкурентом ПНО-CO<sub>2</sub> среди газовых методов. Основным преимуществом применения ПНГ является тот факт, что его добыча осуществляется совместно с нефтью, и на его транспортировку не нужны дополнительные затраты. Кроме того, ужесточение требований к утилизации попутно-добываемого нефтяного газа является дополнительным фактором в пользу применения данного метода. Несмотря на это углекислый газ является более эффективным агентом для увеличения КИН по сравнению с ПНГ. Низкие значения минимального давления смешиваемости и критических параметров давления и температуры, позволяют двуокиси углерода эффективнее вытеснять нефть из порового пространства. Таким образом его применение может быть экономически более выгодным, не смотря на дополнительные затраты, связанные с транспортировкой и закачкой углекислого газа.

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

### 3.4 Планирование выпускной квалификационной работы

#### 3.4.1 Структура работ в рамках в выпускной квалификационной работы

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках ВКР и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания для ВКР	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления ВКР	2	Выбор направления	Научный руководитель, студент.
	3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, студент.



## Продолжение таблицы 10

	4	Анализ литературных источников	Студент
Оформление отчета по ВКР	5	Написание основных разделов ВКР	Научный руководитель, студент.

### 3.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Рассчитаем трудоемкость выполнения работ. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ож\ i}$  используем следующую формулу:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5}, \quad (1)$$

где  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где  $T_{p\ i}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Переведем длительность каждого из этапов работ из рабочих дней в календарные:

$$T_{ki} = T_{p\ i} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

где  $T_{ki}$  - продолжительность выполнения  $i$ -ой работы в календарных днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности, который находится по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4)$$

Полученные значения сведем в таблицу 11.

Таблица 11 - Временные показатели проведения ВКР

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$t_{\text{max}}$ , чел-дни	$t_{\text{ож}}$ , чел-дни			
Разработка технического задания для ВКР	4	7	5,2	Научный руководитель	5	8
Выбор направления ВКР	3	7	4,6	Научный руководитель, студент	2	3
Календарное планирование работ по теме	3	7	4,6	Научный руководитель, студент	2	3
Анализ литературных источников	30	61	42,4	Студент	42	63
Оформление отчета по ВКР	14	21	16,8	Студент	17	25
	2	4	2,8	Научный руководитель	3	4
<b>Итого:</b>					71	106

На основании таблицы 11 составим календарный план – это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта (таблица 12), на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады

Таблица 12 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	T <sub>кв</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февраль			март			апрель			май			июнь	
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1			
1	Разработка технического задания для ВКР	Научный руководитель	8, 8	■													
				▨													
2	Выбор направления ВКР	Научный руководитель, студент	3, 3		■												
					▨												
3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, студент	3, 3		■												
					▨												
4	Анализ литературных источников	Студент	63														
5	Оформление отчета по ВКР	Научный руководитель, студент	4, 25														

- научный руководитель
  - студент

### 3.5 Бюджет исследования в рамках ВКР

#### 3.5.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта (табл. 13).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (5)$$

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

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$Ц_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.)

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы  
Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.
Ксерокопия статей из НТБ	лист	12	3	36
Покупка электронной версии статьи	шт.	1	350	350
<b>Итого:</b>				386

### 3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.) и программного обеспечения, которое необходимо для проведения работ по данной тематике.

В рамках ВКР никакого специального оборудования и программного обеспечения для проведения исследования не приобреталось.

### 3.5.3 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка исполнителя (Студент), и руководителя (Старший преподаватель) взята в соответствии с приказом №

16544 от 18.12.19 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 12130 и 26050 рублей (табл. 14).

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (7)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$T_p$  - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска;

$F_d$  - действительный годовой фонд рабочего времени персонала, рабочих дней.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	18	102
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	6	34
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	12	68

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (9)$$

Где  $Z_{тс}$  - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_d$  - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $Z_{тс}$ );

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 15.

Таблица 15 – расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб
Научный руководитель	26050	1,3	33865	1734,7	12	20804,4
Студент	12130	1,3	15769	807,3	68	54895,5
<b>Итого:</b>						75699,9

Общие затраты на основную заработную плату персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 75699,9 рублей.

### 3.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (10)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 - 0,15)

Расчёт дополнительной заработной платы приведён в таблице 16.

Таблица 16 - расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	З <sub>осн</sub> , руб	k <sub>доп</sub>	З <sub>доп</sub> , руб
Научный руководитель	20804,4	0,12	2496,5
Студент	54895,5	0,12	6587,5
<b>Итого:</b>			9084

### 3.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников (табл. 17).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (11)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Размер страховых взносов на 2020 год составляет 30,2%.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Сумма отчислений, руб
Научный руководитель	20804,4	2496,5	7036,9
Студент	54895,5	6587,5	18567,9
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2		
<b>Итого:</b>			25604,8

### 3.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum Z_i, \quad (12)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (386 + 75699,9 + 9084 + 25604,8) = 17724 \text{ руб.}$$

### 3.5.7 Формирование бюджета затрат ВКР

Рассчитанная величина затрат на выполнение выпускной квалификационной работы является основой для формирования бюджета (табл. 18).

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты	386	Пункт 2.5.1
2. Затраты на специальное оборудование	0	Пункт 2.5.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	75699,9	Пункт 2.5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9084	Пункт 2.5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	25604,8	Пункт 2.5.5
6. Накладные расходы	17724	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат ВКР	128498,7	Сумма ст. 1-6

Суммарный бюджет затрат ВКР составил 128498,7 рублей.

### 3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Анализ потенциальных потребителей технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом показал, что благодаря широкому диапазону геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств нефти  $\text{CO}_2$  может эффективно использоваться на месторождениях, в том числе и с трудноизвлекаемыми запасами, одновременно с этим позволяя значительно снизить выбросы углекислого газа в атмосферу.

Построенные интерактивные матрицы проекта позволяют отметить его высокую актуальность, несмотря на ряд угроз, связанных с возможностью остановки процесса закачки, что может отразиться на конечном коэффициенте извлечения нефти, и не развитой системе улавливания  $\text{CO}_2$  в России.



Проведенный анализ конкурентных методов показал, что применение диоксида имеет ряд преимуществ, позволяющий ему выгодно отличаться от других методов и позволяет эффективно выполнять свою главную задачу - повышать коэффициент извлечения нефти и вводить в разработку участки, которые невозможно разрабатывать с помощью традиционных технологий.

Таким образом применение ПНО-СО<sub>2</sub> является перспективным методом, который эффективен как с технической, так и экономической точки зрения.

### **Вывод по разделу**

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен анализ потребителей технологий ПНО-СО<sub>2</sub>, выделены их слабые и сильные стороны применения, построены интерактивные матрицы. Отмечены высокая актуальность их применения и высокая эффективность рассматриваемых технологий как с технической, так и экономической точки зрения. Определен полный перечень работ, проводимых при выполнении ВКР. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 106 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 128498,7 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на заработную плату.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Г	Григорьеву Роману Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Применение углекислого газа в процессе повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является воздействие углекислым газом на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</li> <li>– 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»</li> <li>– ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показателей климата рабочей зоны;</li> <li>– Превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды;</li> </ul> Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Аппараты под давлением;</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.</li> </ul>

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	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).
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	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	02.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Григорьев Роман Сергеевич		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

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

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

### **4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Разработка большинства месторождений нефти и газа в России, относится к работам по извлечению трудно добываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей.

Правовое регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [42], глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются 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.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда

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

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ. График предусматривает время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Российским законодательством работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями предусмотрены следующие льготы и компенсации:

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 [43]);
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);
- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ);

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.

#### 4.2 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, основные из которых перечислены в таблице 19

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата рабочей зоны;	+	1. СанПиН 2.2.4-548-96 [44] 2. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ [45]

## Продолжение таблицы 19

2. Повышенный уровень шума и вибрации	+	3. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [46] 4. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [47]
3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды;	+	5. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ [48] 6. ГН 2.2.5.3532-18 [49]
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) [50]
5. Пожаровзрыво-безопасность на рабочем месте	+	8. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [51]

### 4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### 4.3.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ [44].

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. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находится на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°C.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ Х) 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.

#### **4.3.2 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.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 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 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

#### **4.3.3 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 [49]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти  $10 \text{ мг/м}^3$  (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $C_1-C_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (2-ой класс опасности);
- Углеводороды  $C_1 - C_{10}$  –  $300 \text{ мг/м}^3$ ;
- ПДК углекислого газа  $9000 \text{ мг/м}^3$  (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

#### **4.3.4 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°C 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 CO<sub>2</sub> 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.

#### **4.3.5 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 20 – Пределы взрываемости определенных веществ

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

#### 4.4 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.

#### **4.4.1 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.

#### **4.4.2 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, контролирующих герметичность оборудования

#### **4.4.3 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.

#### **4.5 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. В таком случае требуется аварийная остановка агрегата и устранение повреждений. 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 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71, Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80.

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 физико-химические свойства диоксида углерода, его преимущества и недостатки, а также взаимодействие с пластовыми флюидами и породами, слагающими продуктивные пласты. Произведен анализ технологий с применением углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов и его источников.

На основе анализа проделанной работы можно сделать следующие выводы об особенностях применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи пластов:

- 1) успешность применения данных технологий зависит от большого количества различных факторов, в том числе физико-химических свойств нефти, геофизических условий ее залегания, свойств коллекторов, стадии разработки, объема и состава вытесняющих агентов в применяемой смеси, вида протекаемого вытеснения в условиях пласта.
- 2) наилучшие результаты достигаются в процессе вытеснения нефти диоксидом углерода, когда процесс происходит при смешивающемся вытеснении, то есть когда возможно неограниченное смешивание с нефтью в пластовых условиях;
- 3) выбор технологии должен обосновываться необходимыми исследованиями исходя из реальных условий для каждого месторождения, а данные полученные в результате его применения не могут являться аналогом для других месторождений.
- 4) высокая ожидаемая рентабельность метода благодаря его широкой промышленной применимости для различных типов месторождений нефти, возможности его повторного улавливания и использования, способности нагнетанию в пласт в жидком, газообразном или сверхкритическом состоянии.
- 5) возможность решения экологической проблемы утилизации значительного количества  $\text{CO}_2$ , без ущерба для окружающей среды.



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. .

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пуртова И. П., Шпуров И. В., Вариченко А. И. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России //Наука и ТЭК. – 2011. – №. 6. – С. 21-26.
2. Жиров Г. М. Оценка эффективности применения газовых методов увеличения нефтеотдачи пласта (на примере углекислого газа) //проблемы геологии и освоения недр. – 2019. – С. 100-102.
3. SWEATMAN R. Supergiant Lula Brings CO2 EOR Advances. – 2015.
4. Kuuskraa V., Wallace M. CO2-EOR set for growth as new CO2 supplies emerge //Oil & Gas Journal. – 2014. – Т. 112. – №. 5. – С. 92-92.
5. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебное пособие. М., ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – С. 75 (Назарова Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – 2011.)
6. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М., Недра, 1985г. - 308 с.
7. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – Рипол Классик, 2005.
8. 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. – 2016.
9. Проселков Е. Б., Проселков Ю. М. Физика пласта. – 2011.
10. Wang X. et al. Effect of Contact Time and Gas Component on Interfacial Tension of CO2/Crude Oil System by Pendant Drop Method //Journal of Spectroscopy. – 2015. – Т. 2015.
11. Чухарева Н. В., Абрамова Р. Н., Болсуновская Л. М. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции //Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2009.

12. Chen G. et al. An improved correlation to determine minimum miscibility pressure of CO<sub>2</sub>–oil system //Green Energy & Environment. – 2018.
13. Alston R. B. et al. CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO<sub>2</sub> streams and live oil systems //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Т. 25. – №. 02. – С. 268-274.
14. Телков В. П., Любимов Н. Н. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт //Бурение и нефть. – 2012. – №. 12. – С. 38-42.
15. Жузе Т. П. Роль сжатых газов как растворителей //М.: недра. – 1981. – Т. 165.
16. Махмудбеков Э. А., Вольнов А. И. Интенсификация добычи нефти и газа //М.: ВНИИОЭНГ. – 2001.
17. Патент РФ № 97109101/03, 16.06.1997. Способ разработки нефтяной залежи// Патент России 2119580 / Шахвердиев А.Х., Панахаев Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р.
18. Калинин С. А., Морозюк О. А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – №. 4. – С. 373-387.
19. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие //Ухта: УГТУ. – 2014.
20. 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.
21. Климов Д. С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии СО<sub>2</sub> в фильтрационных и обменных процессах//Дис. на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 2015г. – 2015.
22. Дедечко В. А. Геолого-физические критерии реализации метода водогазового воздействия //РГУ нефти и газа имени ИМ Губкина.

23. Шайнуров Д. Ф. Критерии применимости водогазового воздействия //Форум молодых ученых. – 2019. – №. 12. – С. 998-1001.
24. Meyer J. P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>EOR) injection well technology //American Petroleum Institute, Washington, DC. – 2007.
25. Alcorn Z. P. et al. Core-scale sensitivity study of CO<sub>2</sub> foam injection strategies for mobility control, enhanced oil recovery, and CO<sub>2</sub> storage //E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2020. – Т. 146. – С. 02002.
26. Afzali S., Rezaei N., Zendejboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection //Fuel. – 2018. – Т. 227. – С. 218-246.
27. Афанасьев С. В. и др. "Зеленые" технологии в нефтегазодобыче //Инновации и "зеленые" технологии. – 2018. – С. 99-107.
28. 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. – С. 31.
29. Гумеров Ф. М., Яруллин Р. С. Сверхкритические флюиды и СКФ-технологии //The chemical journal. – 2008. – №. 10. – С. 26-30.
30. Филенко Д. Г. и др. Исследование влияния термобарических условий на вытеснение нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии //Вести газовой науки. – 2012. – №. 3 (11).
31. 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.
32. Shilov E. et al. Huff-n-Puff Experimental Studies of CO<sub>2</sub> with Heavy Oil //Energies. – 2019. – Т. 12. – №. 22. – С. 4308.

33. РИТЭК впервые в России применил технологию huff & puff. ООО «РИТЭК» [Электронный ресурс]. URL: <https://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926> (Дата обращения: 05.05.2020)

34. Babak Iraj, Seyed Reza Shadizadeh and Masoud Riazi. Experimental investigation of CO<sub>2</sub> huff and puff in a matrix-fracture system. // Fuel. – 2015. – vol. 158. – pp. 105-112.

35. Н.Г. Главнов, М.Г. Дымочкина, Е.И. Литвак, М.В. Вершинина. Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2017 — № 2(4). — С. 47-52.

36. Зорькин Л. М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) //Геоинформатика. – 2008. – №. 1. – С. 45-53.

37. Российская Федерация. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990 – 2018гг. – 2020.

38. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи //Дисс. кандидата эконом. наук. СПб.: НМСУ Горный. – 2016.

39. Cherepovitsyn A. et al. Potential of Russian regions to implement CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery //Energies. – 2018. – Т. 11. – №. 6. – С. 1528.

40. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO<sub>2</sub> immiscible field applications // Fuel. – 2018. – Vol 220. – P. 89–100.

41. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно– методическое пособие.– Издательство Томского политехнического университета.- 2014.-37с

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

43. Постановление П.Р.Ф. 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.

44. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

45. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)

46. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)

47. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

48. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

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

50. 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)

51. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).