

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


| Тема работы  |
|--|
| <b>Численное моделирование закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пласта (на примере месторождения X Восточной Сибири)</b> |

УДК 622.276.63:519.876

Студент

| Группа | ФИО                               | Подпись  | Дата     |
|--------|-----------------------------------|--|----------|
| 2ТМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович |  | 14.06.22 |

Руководитель ВКР


| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата     |
|-----------|--------------|------------------------|---|----------|
| Доцент    | Матвеев И.В. | к. ф-м. н.             |  | 14.06.22 |

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

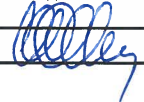
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО               | Ученая степень, звание | Подпись | Дата     |
|-----------|-------------------|------------------------|---------|----------|
| Доцент    | Рукавишников В.С. | PhD                    |         | 14.06.22 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО        | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата     |
|-----------|------------|------------------------|---|----------|
| Доцент    | Сечин А.А. | Канд. техн. наук       |  | 14.06.22 |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата     |
|------------------|--------------|------------------------|---|----------|
| Профессор        | Чернова О.С. | Д. Г-М. Н.             |  | 14.06.22 |

Томск – 2022 г.

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 15.03.22 Чернышова О.С.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

| Группа | ФИО                               |
|--------|-----------------------------------|
| 2ТМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович |

Тема работы:

**Численное моделирование закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пласта (на примере месторождении X Восточной Сибири)**

Утверждена приказом директора ИШПР

Приказ №70-34/с от 11.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.22


### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|   |  |
|---|--|
| <p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Результаты интерпретации геофизических исследований скважины, инклинометрия скважин, отбивки по пластам, карта отражающего горизонта. Периодическая литература, учебники, монографии.</p> |
|---|--|


|  |   |
|--|---|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Основы применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи</li> <li>2. Геолого-физическая характеристика месторождения</li> <li>3. Построение геологической модели</li> <li>4. Построение фильтрационной модели</li> <li>5. Численное моделирование закачки углекислого газа</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>7. Социальная ответственность</li> </ol> <p>Заключение</p> |
| <p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>   | <p>Карта поверхности кровли продуктивного пласта, разрез куба литологии, карты пористости, проницаемости и водонасыщенности, кривые зависимостей фазовых проницаемостей, графики данных добычи и закачки</p>  |
| <p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>  |   |
| <p><b>Раздел</b></p>   | <p><b>Консультант</b></p>   |
| <p>«Социальная ответственность»</p>  | <p>Сечин А.А., доцент, канд. техн. наук</p>   |
| <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>   | <p>Рукавишников В.С., доцент, PhD</p>   |
| <p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>   |   |
| <p>Основы применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи / Basics of carbon dioxide injection</p>  |   |

|  |                 |
|--|-----------------|
| <p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p> | <p>16.03.22</p> |
|--|-----------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата     |
|-----------|--------------|------------------------|---|----------|
| Доцент    | Матвеев И.В. | к. ф-м. н.             |  | 16.03.22 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                               | Подпись   | Дата     |
|--------|-----------------------------------|---|----------|
| 2ТМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович |  | 16.03.22 |

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: магистратура  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)  
 Форма представления работы:

|   |
|---|
| <b>Магистерская диссертация</b><br>(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация) |
|---|


**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

|  |                 |
|--|-----------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | <u>14.06.22</u> |
|--|-----------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)                 | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 30.03.2022    | <i>Основы применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи</i>  | 10                                 |
| 05.04.2022    | <i>Геолого-физическая характеристика месторождения</i>                | 10                                 |
| 14.04.2022    | <i>Построение геологической модели</i>                                | 15                                 |
| 22.04.2022    | <i>Построение фильтрационной модели</i>                               | 20                                 |
| 02.05.2022    | <i>Численное моделирование закачки углекислого газа</i>               | 25                                 |
| 13.05.2022    | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение</i> | 10                                 |
| 24.05.2022    | <i>Социальная ответственность</i>                                     | 10                                 |

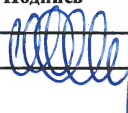
**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата            |
|-----------|--------------|------------------------|---|-----------------|
| Доцент    | Матвеев И.В. | к. ф-м. н.             |  | <u>16.03.22</u> |

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата            |
|-----------|--------------|------------------------|---|-----------------|
| Профессор | Чернова О.С. | д. г-м. н.             |  | <u>16.03.22</u> |

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

Студенту:

|        |                                   |
|--------|-----------------------------------|
| Группа | ФИО                               |
| 2ТМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович |

|                     |              |                           |                                |
|---------------------|--------------|---------------------------|--------------------------------|
| Школа               | ИШПР         | Отделение (НОЦ)           | ОНД                            |
| Уровень образования | магистратура | Направление/специальность | 21.04.01.<br>Нефтегазовое дело |

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

|  |  |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оценка затрат на осуществление закачки углекислого газа на месторождении X |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов  |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Налоговый кодекс Российской Федерации                                      |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|   |   |
|---|---|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ   | Расчет экономической эффективности закачки углекислого газа                   |
| 2. Разработка устава научно-технического проекта  | Составление геолого-технологических мероприятий по закачке углекислого газа   |
| 3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Анализ экономической эффективности предложенного проекта                      |
| 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности   | Технико-экономическое обоснование выбранного способа закачки углекислого газа |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Структура капитальных затрат, график чистого дисконтированного дохода

|  |          |
|--|----------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 16.03.22 |
|--|----------|

**Задание выдал консультант:**

|           |                   |                        |         |          |
|-----------|-------------------|------------------------|---------|----------|
| Должность | ФИО               | Ученая степень, звание | Подпись | Дата     |
| Доцент    | Рукавишников В.С. | PhD                    |         | 16.03.22 |

**Задание принял к исполнению студент:**

|        |                                   |   |          |
|--------|-----------------------------------|---|----------|
| Группа | ФИО                               | Подпись   | Дата     |
| 2ТМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович |  | 16.03.22 |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:


|                            |                                   |                                  |                              |
|----------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| <b>Группа</b>              | <b>ФИО</b>                        |                                  |                              |
| 2ТМ01                      | Сафроненко Александр Вячеславович |                                  |                              |
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b>                       | <b>Отделение (НОЦ)</b>           | Отделение нефтегазового дела |
| <b>Уровень образования</b> | Магистратура                      | <b>Направление/специальность</b> | 21.04.01 Нефтегазовое дело   |

Тема ВКР:

|   |   |
|---|---|
| Численное моделирование закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пласта (на примере месторождения X Восточной Сибири)   |   |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |   |
| <p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>  | <p>Объект исследования: Стол, оборудованный персональным компьютером</p> <p>Область применения: нефтегазовая промышленность, моделирование нефтегазовых процессов</p> <p>Рабочая зона: офис</p> <p>Размеры помещения: 8*25 м<sup>2</sup></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 15 компьютерных столов, оснащенных стационарными компьютерами, мониторами, стульями</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: построение цифровых моделей, моделирование физических процессов</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:  |   |
| <p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <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> | <p>ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя</p> <p>СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"</p> <p>СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания</p>  |
| <p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>  | <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Недостаточная естественная и искусственная освещенность рабочей зоны;</li> <li>2) Повышенный уровень шума;</li> <li>3) Отклонение показателей микроклимата;</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Электрический ток</li> </ol>   |

|   |  |
|---|--|
| <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>  | <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> соблюдение режима труда и отдыха, использование сертифицированного и исправного оборудования, соблюдение правил использования оборудования, поддержание комфортных условий труда в помещении<br/> <b>Расчет:</b> расчет воздухообмена в общественных помещениях</p>  |
| <p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>            | <p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> отсутствует<br/> <b>Воздействие на литосферу:</b> присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (оргтехника, батарейки, люминесцентные лампы)<br/> <b>Воздействие на гидросферу:</b> присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (оргтехника, батарейки, люминесцентные лампы)<br/> <b>Воздействие на атмосферу:</b> присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (оргтехника, батарейки, люминесцентные лампы)</p> |
| <p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p> | <p><b>Возможные ЧС:</b><br/> Техногенные факторы (использование неисправного электрооборудования, короткие замыкания электропроводки);<br/> Социальные факторы (внесение в здание легко воспламеняющихся жидкостей и нарушение правил обращения с ними, использование пиротехнических приспособлений, умышленные поджоги)<br/> <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар в помещениях здания</p>  |
| <p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>      |  |

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись   | Дата     |
|-----------|----------------------------|------------------------|---|----------|
| Доцент    | Сечин Андрей Александрович | К.Т.Н                  |  | 16.03.22 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                               | Подпись   | Дата     |
|--------|-----------------------------------|---|----------|
| 2ТМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович |  | 16.03.22 |

## Результаты освоения основной образовательной программы

### Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг

| Категория компетенций            | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции   |
|----------------------------------|--|---|
| Системное и критическое мышление | <b>УК-1.</b> Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий  | <b>И.УК(У)-1.1.</b> Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними   |
|                                  |  | <b>И.УК(У)-1.2.</b> Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению   |
|                                  |  | <b>И.УК(У)-1.3.</b> Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания |
|                                  |  | <b>И.УК(У)-1.4.</b> Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области   |
| Разработка и реализация проектов | <b>УК(У)-2.</b> Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла  | <b>И.УК(У)-2.1.</b> Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления  |
|                                  |  | <b>И.УК(У)-2.2.</b> Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения   |
|                                  |  | <b>И.УК(У)-2.3.</b> Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта   |
| Командная работа и лидерство     | <b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели | <b>И.УК(У)-3.1.</b> Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует   |
|                                  |  | <b>И.УК(У)-3.2.</b> Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды   |



| Категория компетенций  | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции   |
|--|--|---|
| Коммуникация   | <b>УК(У)-4.</b> Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия | <b>И.УК(У)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды   |
|  |  | <b>И.УК(У)-4.1.</b> Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег   |
|  |  | <b>И.УК(У)-4.2.</b> Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)  |
|  |  | <b>И.УК(У)-4.3.</b> Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные  |
| <b>И.УК(У)-4.4.</b> Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках |  |   |
| Межкультурное взаимодействие   | <b>УК(У)-5.</b> Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия   | <b>И.УК(У)-5.1.</b> Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий |
|  |  | <b>И.УК(У)-5.2.</b> Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учетом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп  |
|  |  | <b>И.УК(У)-5.3.</b> Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач   |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)  | <b>УК(У)-6.</b> Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки                                | <b>И.УК(У)-6.1.</b> Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов       |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции   |
|-----------------------|--------------------------------|---|
|                       |                                | <p><b>И.УК(У)-6.2.</b> Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p><b>И.УК(У)-6.3.</b> Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p> |

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 123 с., 40 рис., 13 табл., 60 источников, 1 прил.

**Ключевые слова:** увеличение нефтеотдачи, закачка углекислого газа, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование.

**Объектом исследования** является продуктивный пласт Осинского горизонта нижнекембрийского возраста.

**Цель работы** – численное моделирование закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пласта для оценки эффективности данного мероприятия на месторождении X Восточной Сибири.

**Для достижения цели было необходимо решить ряд научных задач.**

1. Анализ литературных источников;
2. Обзор геолого-физической характеристики месторождения;
3. Построение геологической модели в ПО Schlumberger «Petrel»;
4. Построение гидродинамической модели в ПО «tNavigator»;
5. Моделирование нескольких вариантов закачки углекислого газа.

**Актуальность темы исследования.** Тенденцией последних лет является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в составе запасов нефти. Помимо разведки и открытия новых месторождений, запасы нефти растут за счет доразведки уже разрабатываемых месторождений и применения новых технологий добычи нефти, к числу которых относятся методы увеличения нефтеотдачи. Газовые методы являются одной из ведущих групп методов увеличения нефтеотдачи. Большинство действующих проектов газовых методов увеличения нефтеотдачи связано с закачкой углекислого газа. Одним из ключевых драйверов данного метода является декарбонизация мировой энергетики, которая затрагивает нефтегазовую промышленность. На текущий момент проекты по закачке CO<sub>2</sub> не нашли широкого применения на территории России, однако потенциал возможных проектов оценивается достаточно высоко. Также, поскольку проблема углекислого газа относится к ключевым проблемам мировой экологической повестки, вовлеченность российских компаний в

решение данной проблемы может способствовать улучшению их имиджа на мировом рынке.

**Область применения:** нефтяные месторождения, разрабатываемые в условиях Восточной Сибири.

**Экономическая эффективность/значимость** работы заключается в оценке экономической эффективности закачки углекислого газа, которая способствует увеличению нефтеотдачи.

**Благодарности.** Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: И.В. Матвееву, Д.В. Коношонкину, О.С. Черновой за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

## **Обозначения и сокращения**

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

TCFD – Task Force on Climate-related Financial Disclosures;

ООН – организация объединенных наций;

Ф – характеристический фактор;

МДС – минимальное давление смесимости;

MMP – Minimum Miscibility Pressure;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

SAG – surfactant-alternating gas;

FAWAG – Foam Assisted Water-Alternating Gas;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

УПУ – условный подсчетный уровень;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИ – гидродинамические испытания;

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....   | 16 |
| 1 ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ..... | 19 |
| 1.1 Физико-химические свойства диоксида углерода .....                | 21 |
| 1.2 Взаимодействие диоксида углерода с флюидами и породой.....        | 26 |
| 1.3 Вытеснение нефти диоксидом углерода.....                          | 30 |
| 1.4 Технологии увеличения нефтеотдачи при помощи диоксида углерода    | 31 |
| 1.4.1 Закачка карбонизированной воды.....                             | 33 |
| 1.4.2 Непрерывная закачка диоксида углерода.....                      | 35 |
| 1.4.3 Водогазовое воздействие .....                                   | 36 |
| 1.4.4 Закачка диоксида углерода с пеной .....                         | 38 |
| 1.4.5 Циклическая закачка газа (Huff-N-Puff process).....             | 39 |
| 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....                | 41 |
| 2.1 Стратиграфия .....  | 41 |
| 2.2 Тектоника.....  | 46 |
| 2.3 Нефтегазоносность .....   | 47 |
| 2.4 Керновые исследования .....                                       | 49 |
| 2.5 Фильтрационно-емкостные свойства .....                            | 50 |
| 2.6 Свойства пластовых флюидов .....                                  | 53 |
| 3 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ .....                               | 55 |
| 3.1 Параметры модели.....   | 55 |
| 3.2 Структурный каркас.....   | 56 |
| 3.3 Распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств .....       | 57 |
| 3.4 Распределение насыщения .....                                     | 60 |

|     |  |     |
|-----|--|-----|
| 3.5 | Оценка запасов .....   | 62  |
| 4   | ПОСТРОЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ.....                                  | 63  |
| 4.1 | Тип фильтрационной модели.....   | 64  |
| 4.2 | Свойства пласта и флюида .....   | 64  |
| 4.3 | Адаптация модели .....   | 67  |
| 5   | ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА.....                  | 71  |
| 5.1 | Определение способа закачки диоксида углерода.....                     | 72  |
| 5.2 | Конфигурация водогазового воздействия.....                             | 80  |
| 6   | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ,<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 83  |
| 7   | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....                                       | 88  |
| 7.1 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности<br>88      |     |
| 7.2 | Производственная безопасность .....                                    | 92  |
| 7.3 | Экологическая безопасность .....                                       | 96  |
| 7.4 | Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                            | 97  |
|     | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 99  |
|     | СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....   | 100 |
|     | ПРИЛОЖЕНИЯ.....  | 106 |

## ВВЕДЕНИЕ

Тенденцией последних лет является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в составе запасов нефти в России. К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах, запасы, связанные с высоковязкой нефтью, а также запасы шельфовых месторождений нефти. Помимо разведки и открытия новых месторождений, запасы нефти растут за счет доразведки уже разрабатываемых месторождений и применения новых технологий добычи нефти, которые позволяют добывать ранее недоступную нефть. К таким технологиям относятся методы увеличения нефтеотдачи (МУН) направленные на повышение нефтеотдачи путем изменения физико-химических свойств пластовых флюидов [16, 17].

Третичные методы увеличения нефтеотдачи представляют собой совокупность методов, направленных прежде всего на изменение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью увеличения конечной нефтеотдачи главным образом на зрелых месторождениях. В соответствии с прогнозом Международного энергетического агентства значительное увеличение доли добычи нефти в мире за счет применения МУН будет наблюдаться с 2025 года. Это обусловлено тем, что во многих странах месторождения становятся зрелыми, а ресурсная база не компенсируется разведкой новых месторождений. Помимо этого, среди доказанных запасов увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, разработка которых требует применения новых и инновационных технологий. Так, уже две трети доказанных запасов России относятся к трудноизвлекаемым (десять из пятнадцати миллиардов тонн) [16].

Газовые методы являются одной из ведущих групп методов увеличения нефтеотдачи. Большинство действующих проектов газовых МУН связано с закачкой углекислого газа. Около половины добычи нефти за счет применения газовых МУН связано с США. Основными преимуществами использования углекислого газа в качестве рабочего агента являются снижение вязкости нефти



и увеличения вязкости пластовой воды в результате растворения в них CO<sub>2</sub>. Основным недостатком является высокая коррозионная активность углекислого газа, которая может приводить ускоренному износу оборудования [16, 23].

Одним из ключевых драйверов данного метода является декарбонизация мировой энергетики, которая затрагивает нефтегазовую промышленность. Основными стимулами международных нефтегазовых компаний к созданию стратегий декарбонизации являются Парижское соглашение, рекомендации рабочей группы по вопросам раскрытия финансовой информации, связанной с изменениями климата (TCFD), а также цели устойчивого развития ООН. В результате этого нефтегазовые компании увеличивают инвестиции в технологии улавливания, утилизации и захоронения CO<sub>2</sub>. На текущий момент проекты по закачке CO<sub>2</sub> не нашли широкого применения на территории России, однако потенциал возможных проектов оценивается достаточно высоко. По оценкам независимой компании Rystad в России имеется порядка 900 месторождений, подходящих для закачки углекислого газа. К наиболее подходящим месторождениям относятся те объекты, рядом с которыми находится значительное количество промышленных объектов, на которых может быть осуществлено улавливание CO<sub>2</sub> [15].

Дополнительным стимулом развития данного метода может послужить поддержка со стороны государства. Наиболее действенным будет комплексное стимулирование промышленности в целом. Помимо нефтяных компаний следует воздействовать на промышленность для стимулирования улавливания углекислого газа. Это может быть достигнуто с одной стороны введением субсидий, а с другой стороны введением экологических налогов. Также, поскольку проблема углекислого газа относится к ключевым проблемам мировой экологической повестки, вовлеченность российских компаний в решение данной проблемы может способствовать улучшению их имиджа на мировом рынке [16].

Целью работы является – численное моделирование закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пласта для оценки эффективности данного мероприятия на месторождении X Восточной Сибири.

Задачи работы:

1. Анализ литературных источников;
2. Обзор геолого-физической характеристики месторождения;
3. Построение геологической модели в ПО Schlumberger «Petrel»;
4. Построение гидродинамической модели в ПО «Navigator»;
5. Моделирование нескольких вариантов закачки углекислого газа.

# 1 ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Методами увеличения нефтеотдачи (МУН) называются методы, направленные на повышение нефтеотдачи путем использования технологий, воздействующих на пластовые флюиды посредством изменения их физико-химических свойств. Методы увеличения нефтеотдачи также называют третичными, поскольку они преимущественно используются на третьей стадии разработки месторождения, однако данными методы могут быть использованы ранее. Существуют различные классификации МУН, наиболее распространенной является разделение МУН на три основные группы: тепловые, химические, газовые. Выбор метода зависит от множества факторов, к которым относятся пластовые температура и давления, коллекторские свойства пласта, физико-химические свойства пластовых флюидов и породы. Количество осуществленных проектов МУН в мире представлено на Рисунке 1.1 [16, 24, 28].

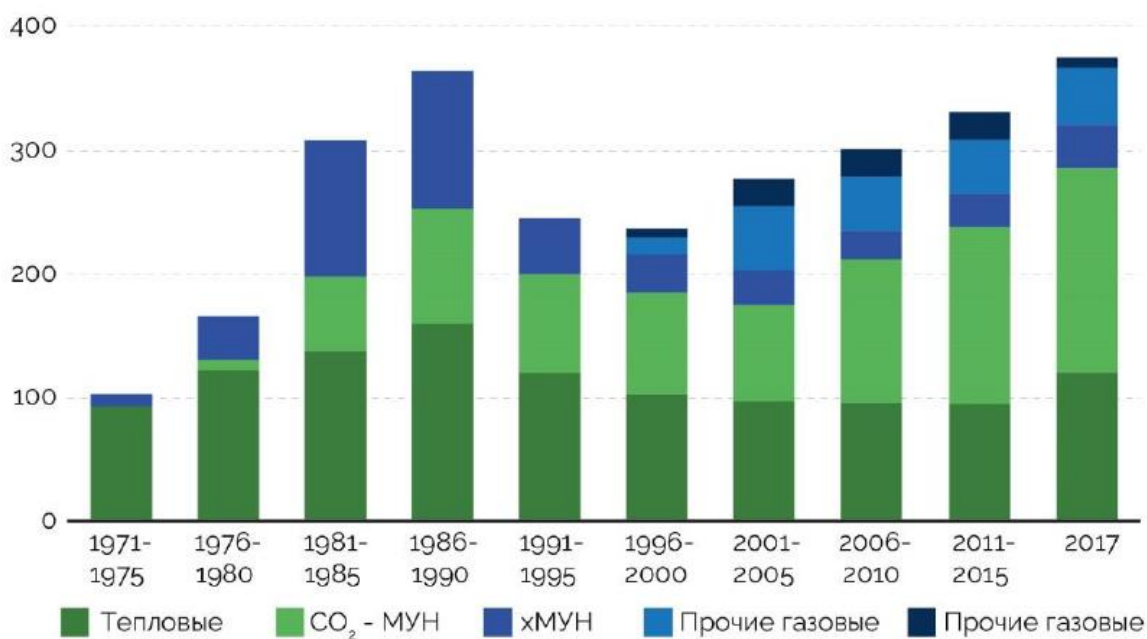


Рисунок 1.1 – Распределение проектов МУН в мире [16]

Газовые методы являются одной из основных групп МУН. В качестве рабочего агента используются природный газ, попутно добываемый вместе с

нефтью, азот ( $N_2$ ) и углекислый газ ( $CO_2$ ). Старейшим предложенным методом поддержания пластового давления является закачка газа, идея закачки газа в пласт впервые была сформулирована в 1864 году, однако не получила широкого применения в связи с малой изученностью. Исследования закачки попутного газа в пласт осуществлялись в начале 1950-х годов в США, в результате чего было отмечено снижение остаточной нефтенасыщенности. Продолжением данных исследований являлось изучение закачки углекислого газа в пласт в 1950-1960-х годах. Данные исследования подтвердили смесимость диоксида углерода и нефти, а также уменьшение остаточной нефти [41, 45].

Газовые методы активно используются по всему миру, причем по ряду исследований данная группа МУН уже опередила тепловые методы. Наиболее широкое применение газовых методов и методов закачки углекислого газа в частности относится к США. Это связано с наличием в США большого количества природных запасов углекислого газа, а также с наличием субсидий при утилизации  $CO_2$ . В России наблюдается повышение интереса к газовым методам, причиной этого является повышение доли трудноизвлекаемой нефти, а также ужесточение экологических требований к нефтяной промышленности. Распределение дополнительно добытой нефти за счет применения газовых МУН представлено на Рисунке 1.2 [17, 46].



Рисунок 1.2 – Распределение добычи нефти при помощи газовых МУН в 2017 году [16]

## 1.1 Физико-химические свойства диоксида углерода

При стандартных условиях диоксид углерода представляет собой газ без цвета и запаха. Критические давление и температура составляют 7,38 МПа и 31 °С соответственно. Критическая плотность равна 468 кг/м<sup>3</sup>. При давлении 5,85 МПа и температуре 20 °С газ переходит в бесцветную жидкость, плотность которой равна 770 кг/м<sup>3</sup>. При значительном охлаждении диоксид углерода превращается в снегообразную массу белого цвета с плотностью равной 1,65 г/см<sup>3</sup>, возгоняемую при атмосферном давлении и температуре 78,5 °С. Давление и температура в тройной точке составляют 0,52 МПа и -56,4 °С соответственно. При закачке углекислого газа в пласты, находящиеся на глубинах от 1,5 км диоксид углерода будет находиться преимущественно в сверхкритическом состоянии. Фазовая диаграмма диоксида углерода представлена на Рисунке 1.3 [13, 19, 27, 54].

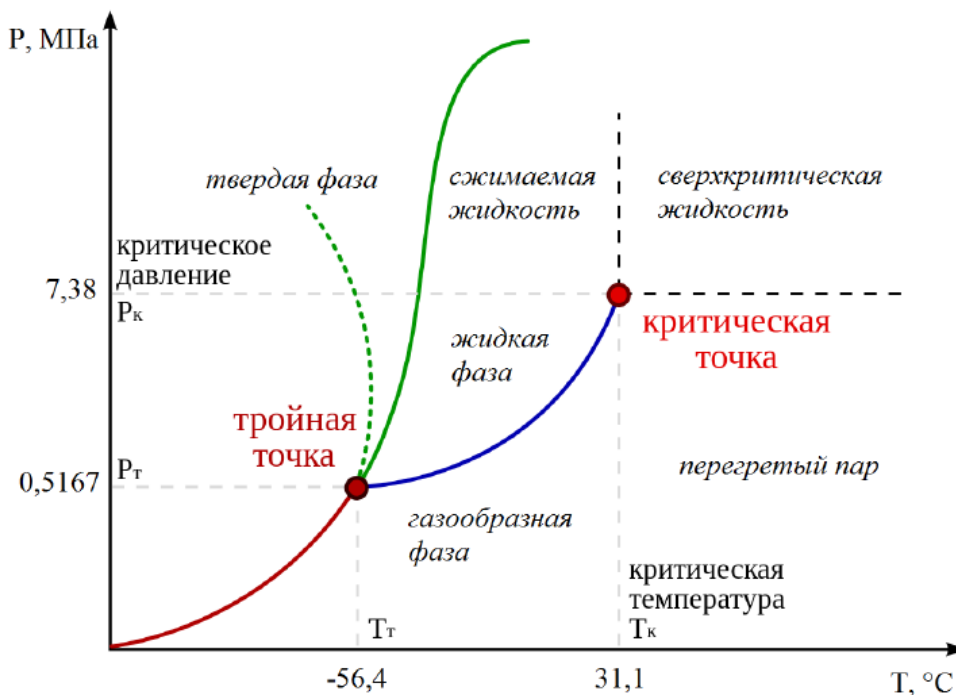


Рисунок 1.3 – Фазовая диаграмма углекислого газа [32]

На Рисунке 1.4 показаны линии равной плотности. Плотность жидкого диоксида углерода изменяется в пределах от 600 до 900 кг/м<sup>3</sup>, а газообразного от 80 до 200 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость жидкого диоксида углерода варьируется в пределах от 0,05 до 0,1 мПа\*с, а газообразного от 0,02 до 0,08 мПа\*с (Рисунок 1.5). Плотность нефти и диоксида углерода при пластовых условиях относительно сопоставимы [30, 39].

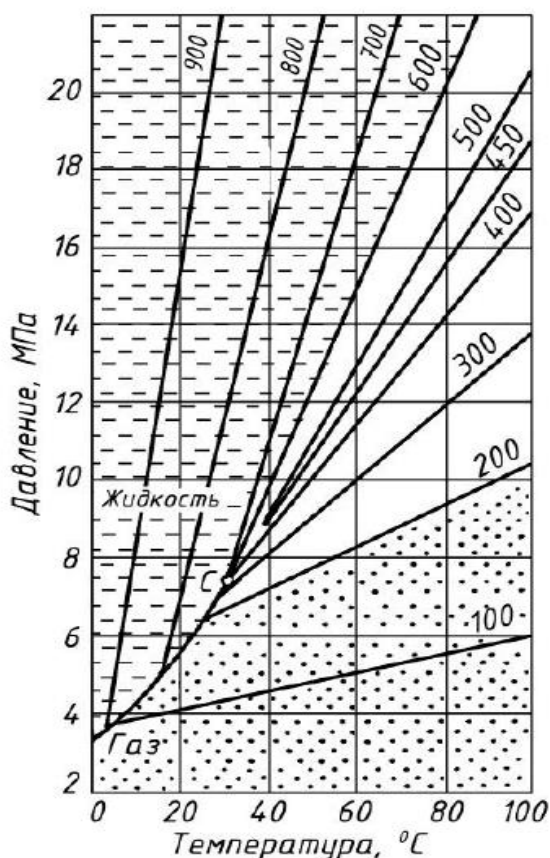


Рисунок 1.4 – Линии равной плотности диоксида углерода [27]

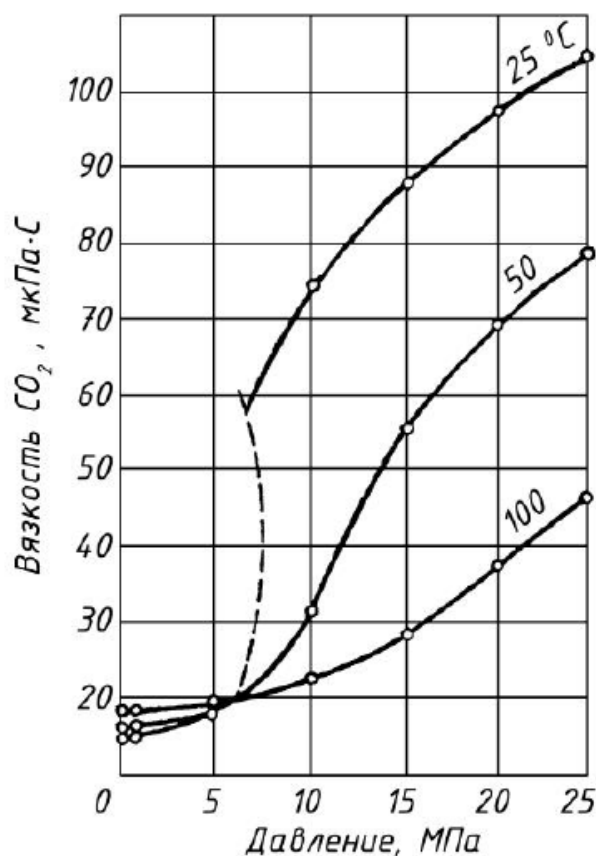


Рисунок 1.5 – Зависимость вязкости диоксида углерода от давления температуры [27]

Углекислый газ растворяется в воде и нефти. Растворимость в воде увеличивается с ростом давления и уменьшается с ростом температуры до 80 °С и минерализации пластовой воды (Рисунок 1.6). Массовая доля растворенного в воде CO<sub>2</sub> не превышает 6 % [39].

Растворимость углекислого газа в нефти значительно выше, чем растворимость в воде. Растворимость в нефти зависит от температуры, давления, состава и молекулярной массы нефти (Рисунок 1.7). Растворимость  $\text{CO}_2$  в нефти увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры. Также она повышается при уменьшении молекулярной массы нефти [20]. В очень легкой нефти углекислый газ растворяется при давлении 6-7 МПа. Растворение углекислого газа в тяжелой нефти может сопровождаться выпадением нерастворимого осадка. Растворимость углекислого газа также возрастает с увеличением соотношения объема диоксида углерода к объему нефти [31].

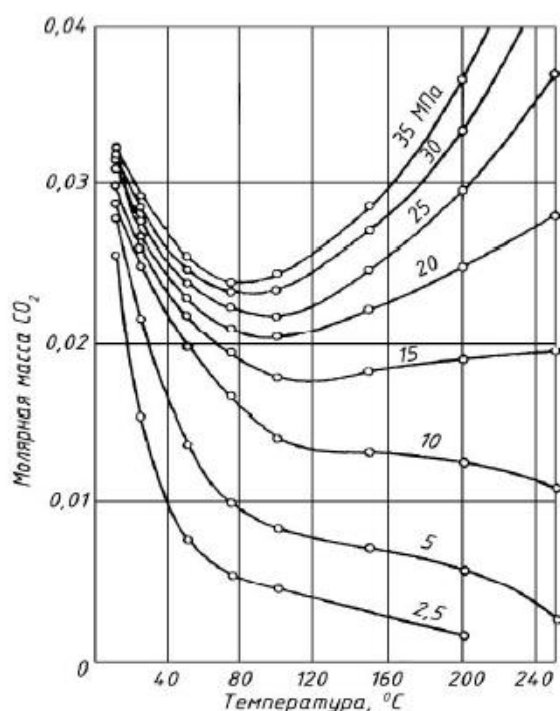


Рисунок 1.6 – Растворимость диоксида углерода в воде [27]

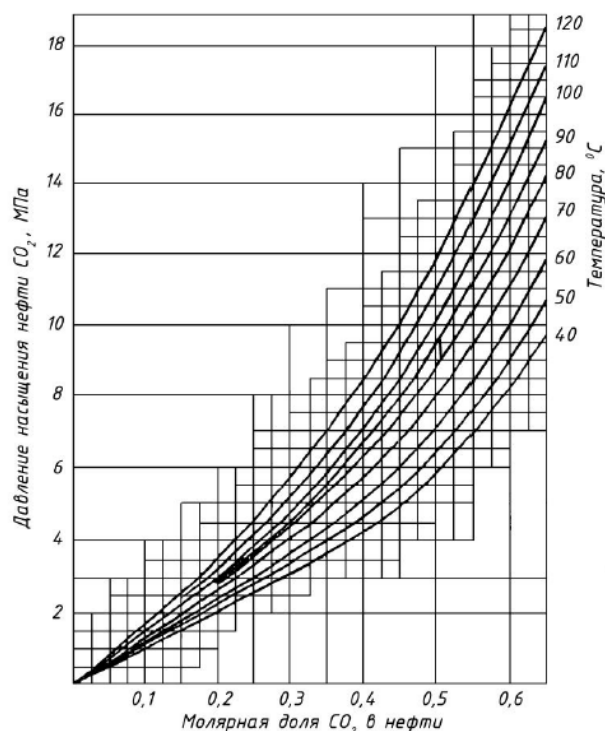


Рисунок 1.7 – Растворимость диоксида углерода в нефти характеристическим фактором  $\Phi=11,7$  [27]

Для описания состава и свойств нефти введен эмпирический параметр под названием характеристический фактор ( $\Phi$ ). Характеристический фактор определяется наличием в нефти углеводородов различного состава. В

парафиновой нефти он уменьшается с ростом содержания в ней нафтенов и ароматических углеводородов [27].

Для определения характеристического фактора используется следующая формула [30]:

$$\Phi = \frac{3,37}{\rho_4^{20}} * \left( 2,72 + 0,48 * \rho_4^{20} - \frac{100}{M} \right), \quad (1.1)$$

где  $\rho_4^{20}$ —отношение плотности нефти при  $t=20^\circ\text{C}$  к плотности воды при  $t=4^\circ\text{C}$  и нормальном давлении;  $M$ —молекулярная масса дегазированной нефти.

Растворимость нефти, характеристический фактор которой отличается от 11,7, может быть рассчитана по формуле [30]:

$$N_\Phi = N_{11,7} \begin{cases} 0,893 + 0,204 * (\Phi - 11,0) - F_1 & 11,0 \leq \Phi \leq 11,5 \\ F_2 - F_1 & 11,5 \leq \Phi \leq 11,7 \\ F_2 - 8,571 * 10^{-5} * (\Phi - 11,7) * (t - 40) & 11,7 \leq \Phi \leq 12,4 \end{cases} \quad (1.2)$$

где

$$F_1 = 1,646 * 10^{-3} * (11,7 - \Phi) * (t - 40),$$

$$F_2 = 0,995 + 1,666 * 10^{-2} * (\Phi - 11,5).$$

$$N_{11,7} = \begin{cases} N(t) + N(p) & \text{при } p \geq 4 \text{ МПа} \\ 0,25 * p * N(t) & \text{при } p \leq 4 \text{ МПа} \end{cases}$$

$$N(t) = \begin{cases} 5,11 - 2,94 * 10^{-2} * t & \text{при } 40^\circ\text{C} \leq t \leq 76^\circ\text{C} \\ 4,04 - 1,54 * 10^{-2} * t & \text{при } 76^\circ\text{C} \leq t \leq 100^\circ\text{C} \end{cases}$$

$$N(p) = \frac{\ln(0,25 * p)}{3,49},$$

где  $N_\Phi$  — молярная доля диоксида углерода в нефти с характеристическим фактором  $\Phi$ ;  $N_{11,7}$  — молярная доля диоксида углерода в нефти с характеристическим фактором 11,7;  $t$ —пластовая температура,  $^\circ\text{C}$ ;  $p$  - давление насыщения нефти двуокисью углерода, МПа.

В случае, если молекулярная масса нефти неизвестна, она может быть оценена по эмпирической формуле:

$$M = 200 * \rho_4^{20} * \mu^{0,11}, \quad (1.3)$$

где  $\mu$ —безразмерная вязкость, численно равная вязкости дегазированной нефти в поверхностных условиях, МПа\*с.



В процессе смешивающегося вытеснения происходит многоконтактный обмен компонентами между закачиваемым газом и нефтью. В результате этого поверхность раздела между фазами исчезает и состав фаз становится одинаковым. Данное явление начинает реализовываться при определенном давлении, которое принято называть минимальным давлением смесимости (МДС или ММР) [14, 31]. МДС зависит от состава нефти и пластовых условий. МДС может быть определено несколькими способами. Первым способом являются лабораторные исследования вытеснения нефти, проводимые на модели в виде тонкой трубки, заполненной песком (Рисунок 1.8). Для каждого испытания песок в трубке пропитывают нефтью и доводят до определенного давления и температуры. Далее происходит закачка вытесняющего агента и определяется коэффициент вытеснения нефти. Чтобы определить, достигнута ли смешиваемость, строится кривая, показанная на Рисунке 1.9. На графике показана зависимость коэффициента вытеснения от давления. Резкий излом кривой показывает, что несмешивающееся вытеснение изменилось на смешивающееся по мере увеличения давления. Извлечение в области смешивания обычно составляет 90-95% [41, 48].

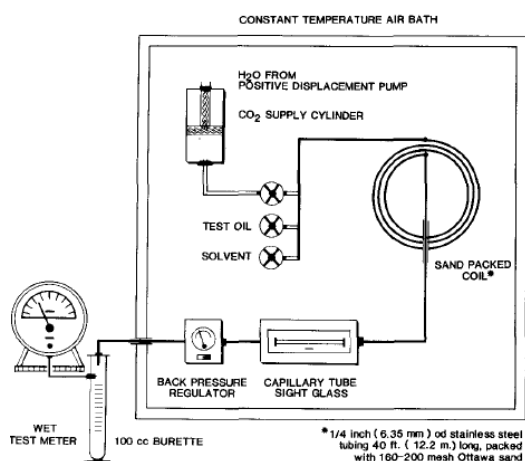


Рисунок 1.8 – Схема прибора для определения МДС [41]

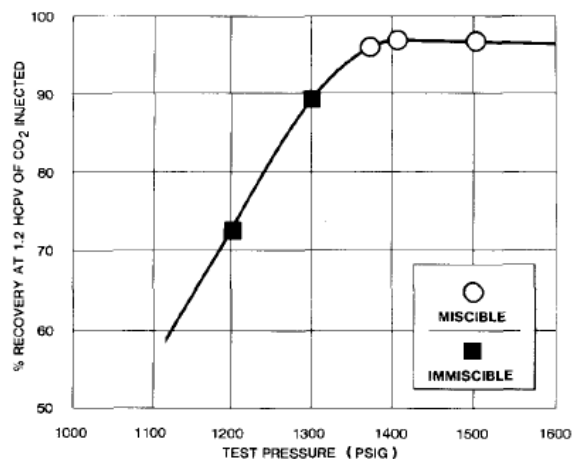


Рисунок 1.9 – Результаты лабораторного исследования [41]

Для первичной оценки МДС могут быть использованы номограммы (Рисунки 1.10 и 1.11), а также корреляций (Cronquist (1977), Yellig and Metcalfe (1980), Johnson and Pollin (1981), Glaso (1985), Yuan et al. (2005) и др.) [31].

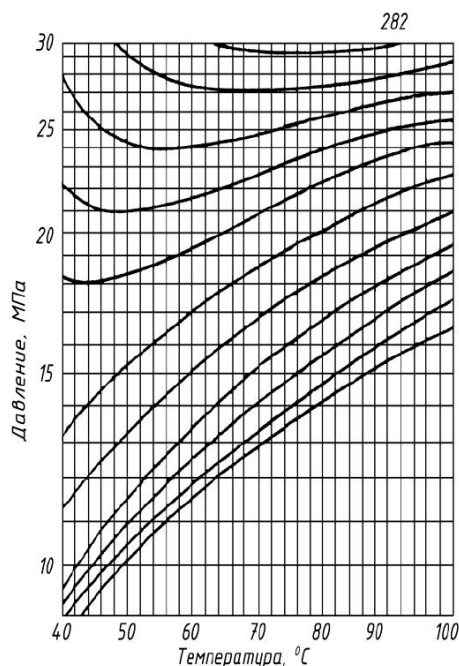


Рисунок 1.10 – Номограмма условий смесимости диоксида углерода и нефти (И. И. Дунюшкин и А. Ю. Намиот) [27]

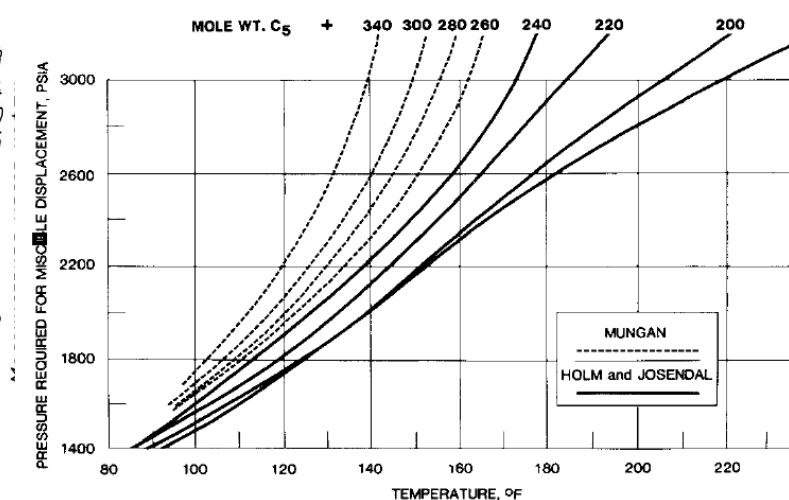


Рисунок 1.11 – Номограмма диоксида углерода (After Holm and Josendal, 1982) [45]

## 1.2 Взаимодействие диоксида углерода с флюидами и породой

Растворение углекислого газа в нефти сопровождается значительным уменьшением ее вязкости (Рисунок 1.12). Величина изменения вязкости зависит от состава нефти. Наиболее сильно вязкость снижается в тяжелой нефти. Также относительное изменение вязкости при растворении в нефти газа тем больше, чем больше начальное значение вязкости нефти (Рисунок 1.13). Снижение вязкости способствует увеличению фазовой проницаемости нефти и

способствует более стабильному вытеснению за счет изменения коэффициента подвижности [13, 36].

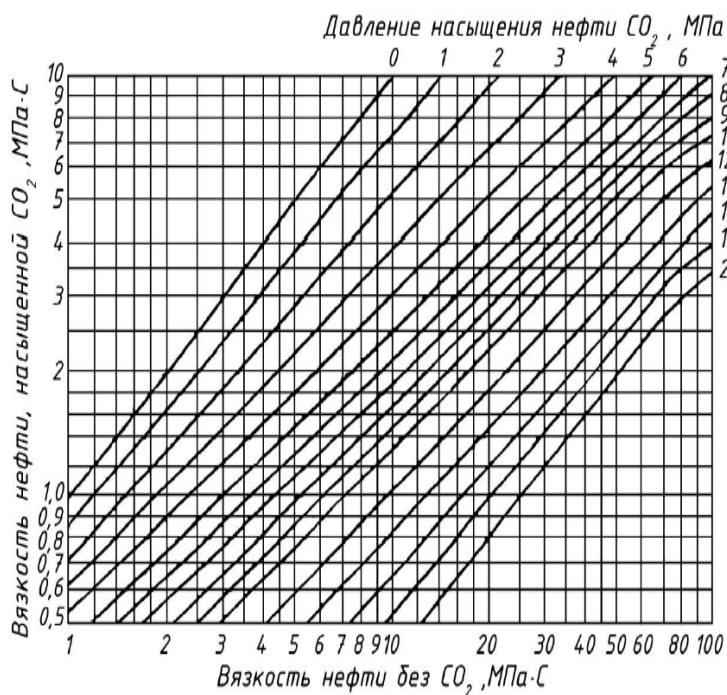


Рисунок 1.12 – Зависимость вязкости нефти от МДС [27]

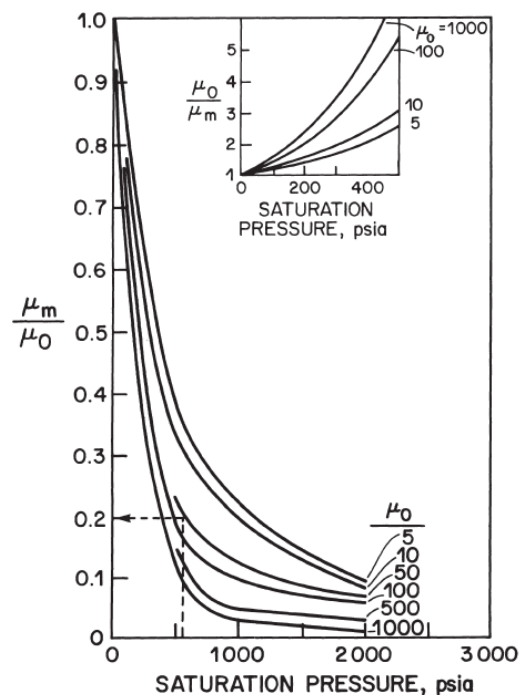


Рисунок 1.13 – Зависимость отношения вязкостей нефти от МДС [45]

Помимо изменения вязкости, растворение в нефти углекислого газа сопровождается набуханием нефти (увеличением объема), степень которого зависит от количества растворенного газа, состава нефти и пластовых условий. Зачастую диоксид углерода способствуют наибольшему набуханию нефти относительно других газов. Изменение объема нефти варьируется в пределах от 10 до 40 %. Увеличение в составе нефти доли легких компонентов способствует большему объемному расширению. Наличие в закачиваемом углекислом газе примесей приводит к уменьшению величины расширения нефти, причиной этого является уменьшение растворимости диоксида углерода в нефти. Набухание нефти приводит в том числе к расширению и мобилизации остаточной нефти, а также увеличению нефтенасыщенности и повышению фазовой проницаемости нефти, что способствует дополнительной нефтеотдаче [47, 59].

Растворение в нефти газа приводит к уменьшению межфазного натяжения на границе нефть-газ. Движение флюидов в пористых средах зависит от капиллярного давления, которое определяется величиной межфазного натяжения, радиуса капилляра и углом смачивания. Воздействие, направленное на снижение межфазного натяжения, способствует повышению нефтеотдачи [17].

Так, с увеличением давления межфазное натяжение снижается, это главным образом обусловлено увеличением растворимости в нефти углекислого газа. Зависимость межфазного натяжения от температуры является неоднозначной. В некоторых исследованиях установлено, что межфазное натяжение уменьшается с ростом температуры при низких давлениях, и увеличивается при высоких. Это явление также связано с различным изменением растворимости углекислого газа в нефти с увеличением температуры при разных давлениях: увеличение при низких давлениях и уменьшение при высоких [35, 38]. Межфазное натяжение также определяется составом газа и нефти. Увеличение в нефти доли метана и снижение доли этана-декана сопровождается увеличением межфазного натяжения, а растворение в нефти углекислого газа приводит к уменьшению межфазного натяжения [57].

Таким образом, вытеснение нефти диоксидом углерода сопровождается уменьшением межфазного натяжения и как следствие, снижению капиллярных сил, что способствует уменьшению остаточной нефти [45].

Растворение диоксида углерода в воде сопровождается увеличением вязкости воды. Данное явление протекает тем сильнее, чем больше концентрация углекислого газа в воде. Вследствие роста вязкости воды коэффициент мобильности снижается и процесс вытеснения нефти становится более стабильным [27].

Негативным эффектом от растворения в нефти диоксида углерода может быть образование асфальтеновых отложений. Асфальтены являются наиболее высокомолекулярными компонентами нефти и плохо растворяются в низкомолекулярных алканах. Растворение в нефти углекислого газа равно, как и

растворение углеводородных газов приводит к изменению концентраций компонентов, в результате чего стабильность дисперсии асфальтенов в нефти уменьшается и наблюдается образование осадка [30, 41]. Выпадение асфальтенов происходит при достижении определенного значения концентрации углекислого газа в нефти, которое зависит от состава нефти и пластовых условий. С дальнейшим ростом концентрации  $\text{CO}_2$  количество выпавших в осадок асфальтенов увеличивается. Образование асфальтеновых отложений в породе приводит к ухудшению таких коллекторских свойств, как проницаемость и пористость. Данное явление негативно влияет на нефтеотдачу [37].

При закачке диоксида углерода в пласт возможно его взаимодействие с пластовой водой, которое приводит к образованию угольной кислоты, в результате чего снижается рН пластовой воды, т.е. увеличивается ее кислотность. Образовавшаяся кислота взаимодействует с карбонатными минералами, растворяя их. Вследствие данного явления наблюдается увеличение пористости и проницаемости. Также химическое взаимодействие углекислого газа с глинами приводит к их сжатию и препятствует набуханию [30, 34].

Вытеснение нефти диоксидом углерода может приводить к изменению смачиваемости породы коллектора. В зависимости от смачиваемости принято разделять породы на три группы: гидрофильные, гидрофобные и породы с промежуточной смачиваемостью. Смачиваемость зависит от состава пластовых флюидов, минерального состава породы коллектора, наличия и состава глин, пластовых условий и т.д. Смачиваемость породы определяет фазовые проницаемости флюидов, следовательно, ее изменение может привести к увеличению или уменьшению нефтеотдачи [13, 45].

Некоторые работы отмечают увеличение гидрофильности породы при закачке углекислого газа, в результате чего улучшилось вытеснение нефти, а также уменьшилась остаточная нефтенасыщенность [49]. Существуют также работы, в которых описывается изменение смачиваемости породы с гидрофильной на гидрофобную. Причиной этого является выпадение из нефти отложений асфальтенов [42].

### 1.3 Вытеснение нефти диоксидом углерода

В отличие от воды процесс вытеснения нефти углекислым газом может происходить как в виде несмешивающегося, так и в виде смешивающегося вытеснения. Процесс вытеснения нефти зависит от состава нефти и вытесняющего флюида, пластовых условий, свойств породы коллектора и т.д.

При смешивающемся вытеснении происходит полная взаимная растворимость нефти и вытесняющего агента, при котором силы межфазного натяжения на границе раздела фаз отсутствуют. Смешивающееся вытеснение принято разделять на два вида: одноконтактное и многоконтактное вытеснение. При одноконтактной смесимости нефть и вытесняющий флюид являются смешивающимися флюидами. Многоконтактная смесимость достигается в результате массообмена между флюидами, для которого необходим значительный путь фильтрации вытесняющего агента в пористой среде насыщенной нефтью в течение длительного времени. Схема смешивающегося вытеснения нефти углекислым газом представлена на Рисунке 1.14 [41].

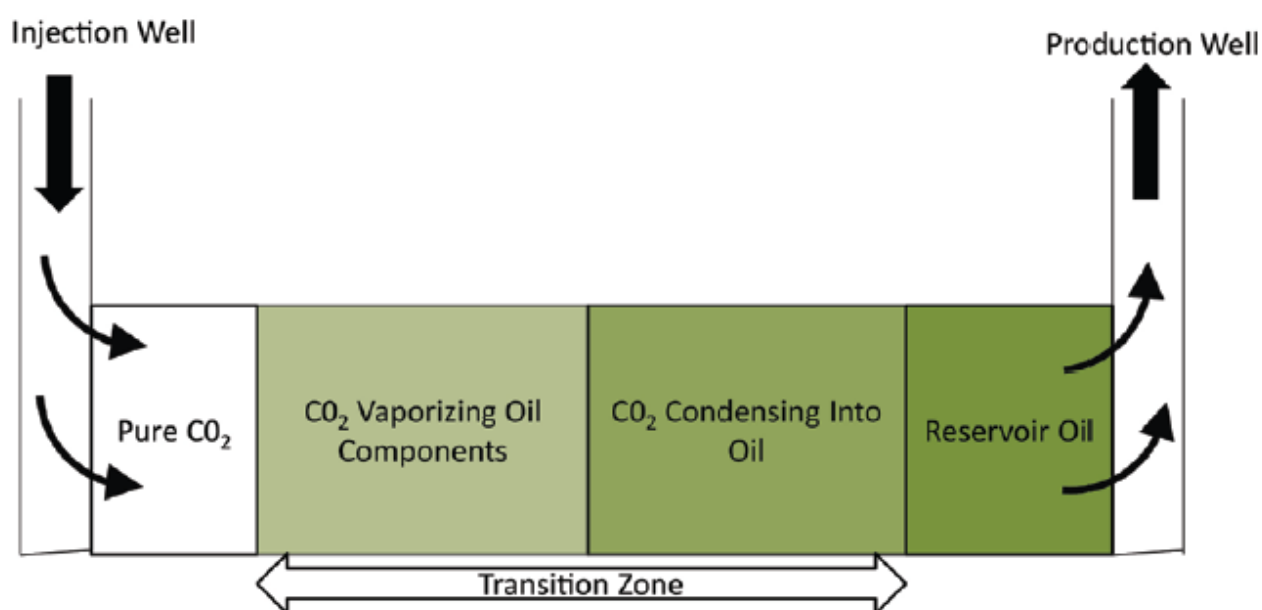


Рисунок 1.14 – Схема смешивающегося вытеснения нефти углекислым газом с образованием переходной зоны [54]

В случае, когда полная смесимость вытесняющего агента и нефти не достигается в результате массообмена между флюидами, данный режим фильтрации называется ограниченно-смешивающимся. Этот режим фильтрации менее эффективен, чем смешивающийся. Если массообмена между вытесняющим агентом и нефтью практически не происходит, и, следовательно, свойства нефти не изменяются, то такой режим называют несмешивающимся. Данный режим отличается наименьшей эффективностью среди всех изложенных [41].

При вытеснении нефти диоксидом углерода вследствие массообмена между  $\text{CO}_2$  и нефтью образуется фронт вытеснения. Диоксид углерода экстрагирует из нефти легкие компоненты, а также сам переходит в нефть, в результате чего его концентрация в нефти возрастает. С продвижением фронта вытеснения в породе состав фаз уравнивается, и граница между флюидами размывается. Как было сказано выше, на данный процесс существенно влияет давление, поскольку при достижении определенного значения давления (МДС) вытеснение становится полностью смешивающимся и диоксид углерода может неограниченно растворяться в нефти. Смешивающееся вытеснение позволяет достичь максимальной нефтеотдачи по сравнению с другими режимами фильтрации [31, 41].

#### **1.4 Технологии увеличения нефтеотдачи при помощи диоксида углерода**

Закачка газа в пласт направлена на увеличение нефтеотдачи посредством изменения физико-химических свойств пластовой нефти. Основными рабочими агентами являются азот, углекислый газ, различные смеси углеводородных газов (метан-бутан), в том числе попутный нефтяной газ. В процессе вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  имеют место массообмен между фазами, капиллярные, вязкостные и гравитационные процессы. Растворение в нефти углекислого газа способствует

благоприятному изменению свойств нефти, которое также приводит к вовлечению в разработку не задействованной ранее нефти [19, 47].

Исследуется применение газовых методов для добычи трудноизвлекаемой нефти (нефть с повышенной вязкостью, плотные коллектора и т.д.). Недостатком данных методов является значительная разница в вязкости углекислого газа и пластовой нефти, приводящая к нестабильности фронта вытеснения и ранним прорывам вытесняющего агента к добывающим скважинам. Особенно явно данное явление может наблюдаться в неоднородных пластах. Также нестабильность фронта вытеснения может быть связана с гравитационным разделением фаз, которое зависит от пластовых условий и свойств нефти [33].

Применение диоксида углерода для повышения нефтеотдачи началось в 1950-х годах в США, с течением времени технологии закачки газа в пласт совершенствовались, комбинировали с другими видами МУН, разрабатывали новые.

К основным технологиям повышения нефтеотдачи с применением диоксида углерода относятся (Рисунок 1.15):

1. закачка карбонизированной воды;
2. непрерывная закачка диоксида углерода;
3. водогазовое воздействие;
4. закачка диоксида углерода с пеной;
5. циклическая закачка газа (Huff-N-Puff process).



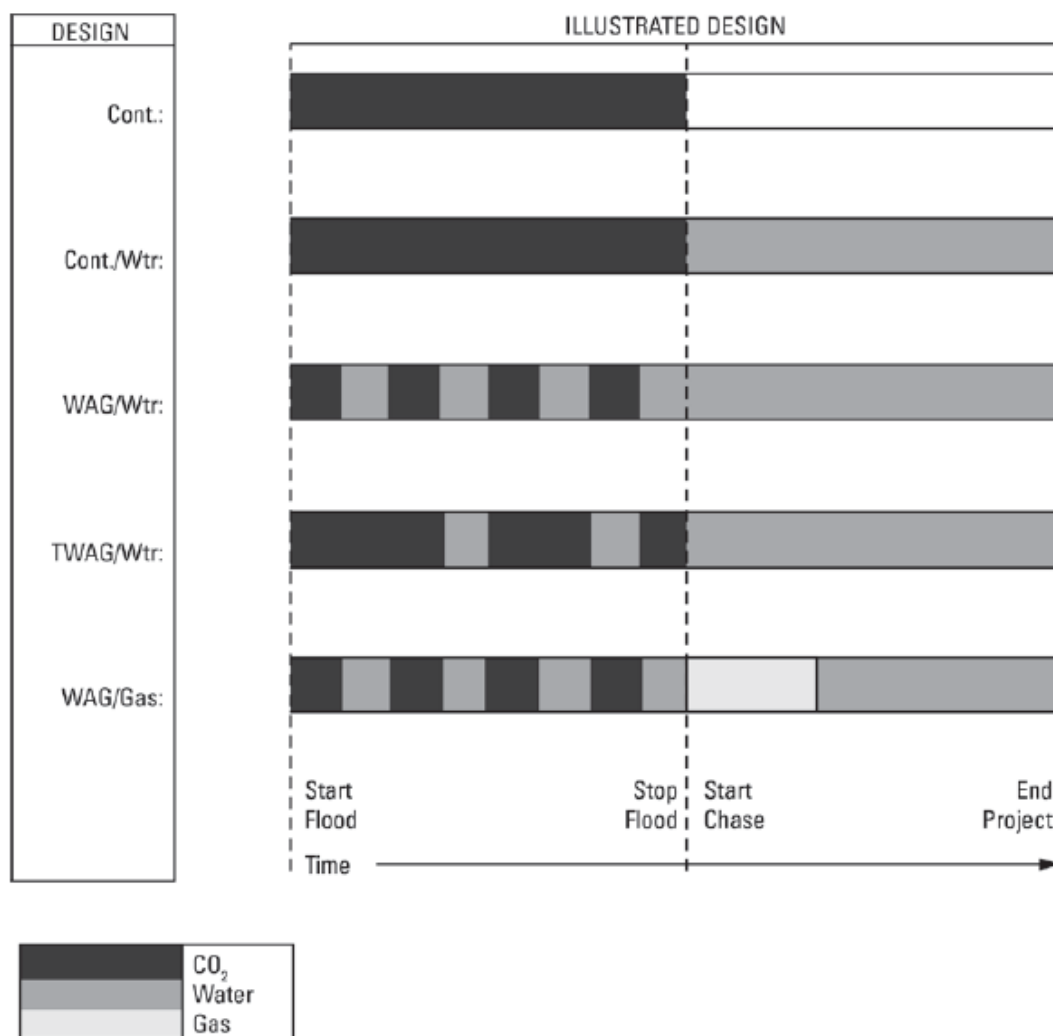


Рисунок 1.15 – Схема различных технологий закачки диоксида углерода [54]

### 1.4.1 Закачка карбонизированной воды

Данная технология представляет собой нагнетание в нефтяной пласт насыщенной (3 – 5 %) диоксидом углерода воды. Применение карбонизированной воды отличается наибольшей простотой среди существующих. В ряде научных исследований отмечается увеличение нефтеотдачи в результате закачки карбонизированной воды как в начале разработки месторождения, так и после периода заводнения [22].

Технология реализуется посредством закачки через нагнетательные скважины воды, предварительно насыщенной углекислым газом, под давлением, превышающим давление насыщения воды диоксидом углерода. Углекислый газ,

растворенный в воде, приводит к увеличению вязкости закачиваемой воды, в результате чего повышается стабильность вытеснения, также на контакте воды и нефти происходит переход газа из воды в нефть, что способствует снижению вязкости нефти, ее расширению, уменьшению межфазного натяжения [48].

Закачиваемая в пласт карбонизированная вода может находиться в слабоустойчивом фазовом состоянии, которое характеризуется увеличением расхода жидкости и неравновесностью ее вязкоупругих свойств. В гидрофильном коллекторе наблюдается ухудшение нефтеотдачи, приемистости скважин и охвата залежи вытеснением. Решением данной проблемы может быть добавление в нагнетаемый агент катионных поверхностно-активных веществ (ПАВ). В результате этого происходит гидрофобизация породы и вязкоупругие свойства не изменяются, как следствие процесс вытеснения становится более стабильным. Дополнительным положительным эффектом является снижение коррозии оборудования, в результате ингибиторных свойств катионных ПАВ [25].

Эффективность данной технологии зависит от тех же параметров, что и процесс заводнения: система разработки, плотность сетки скважин, степень влияния гравитационных сил и т.д. К преимуществам технологии можно отнести относительную простоту и низкий расход диоксида углерода. Среди недостатков следует отметить отставание фронта концентрации углекислого газа в воде от контакта воды и нефти, в результате чего растягивается срок появления положительного эффекта от перехода  $\text{CO}_2$  из воды в нефть.

На Туймазинском месторождении (Республика Башкортостан) в 1967 году были проведены опытно-промышленные работы по закачке карбонизированной воды. В результате наблюдались увеличение нефтеотдачи на 15,6 %, снижение обводненности продукции, увеличение приемистости нагнетательной скважины и степени охвата пласта по толщине [21].

## 1.4.2 Непрерывная закачка диоксида углерода

Данная технология заключается в непрерывном нагнетании углекислого газа в нефтенасыщенный пласт и также называется площадной закачкой  $\text{CO}_2$ . Поскольку используется только один тип флюида, ключевыми факторами, определяющими режим вытеснения, а, следовательно, и эффективность процесса, являются давление, с которым диоксид углерода закачивается в пласт, и МДС, зависящее от пластовой температуры, состава нефти и наличия примесей в углекислом газе [41].

Преимуществом технологии является возможность получения максимальной дополнительной нефтеотдачи, вследствие образования большой зоны смешения нефти и диоксида углерода, а также взаимодействия  $\text{CO}_2$  с остаточной нефтью и ее мобилизации [39].

Главным недостатком технологии является потребность в значительном количестве углекислого газа и непрерывном его поступлении на месторождение. Источником углекислого газа могут служить крупные промышленные объекты, такие как электростанции, заводы по производству аммиака и т.д. Помимо этого источником газа могут быть природные месторождения диоксида углерода. В обоих случаях перед закачкой газ необходимо очистить от примесей, чтобы достичь лучшей смесимости газа с нефтью. К недостаткам можно отнести значительную разность вязкости нефти и  $\text{CO}_2$ , которая снижает стабильность вытеснения и может привести к ранним прорывам диоксида углерода к забоям добывающих скважин [39].

Данная технология получила широкое применение за границей в качестве третичного метода нефтедобычи в обводненных месторождениях. Одной из главных причин этого является наличие крупных природных залежей углекислого газа. Наиболее целесообразно применять данную технологию в крутопадающих или купольных месторождениях, сложенных однородным коллектором [21, 50].

### 1.4.3 Водогазовое воздействие

Как было отмечено ранее диоксид углерода обладает меньшей плотностью и вязкостью в сравнении с нефтью, в результате этого возможны ранние прорывы  $\text{CO}_2$  к добывающим скважинам по более проницаемым пропласткам. В качестве решения данной проблемы была предложена технология водогазового воздействия на пласт [56].

В СССР идея выравнивания фронта вытеснения посредством чередования закачки газа и воды впервые была предложена в 1950-х годах. За границей технология водогазового воздействия впервые предложена в Канаде, а затем испытана на месторождении Seelington в 1962 году [26, 56].

Данная технология заключается в попеременной или одновременной закачке определенных объемов диоксида углерода с водой. Поскольку вода обладает большей вязкостью, чем углекислый газ, а также вязкость воды возрастает при растворении в ней  $\text{CO}_2$ , стабильность вытеснения повышается. Вода также тяжелее нефти, поэтому она стремится к нижней части пласта, дополняя менее плотный  $\text{CO}_2$ , поднимающийся к верхней части пласта. В связи с этим большинство современных проектов, связанных с нагнетанием  $\text{CO}_2$ , в той или иной форме применяют водогазовое воздействие в своих операциях. Схема распределения флюидов в пласте при водогазовом воздействии представлена на Рисунке 1.16 [56].

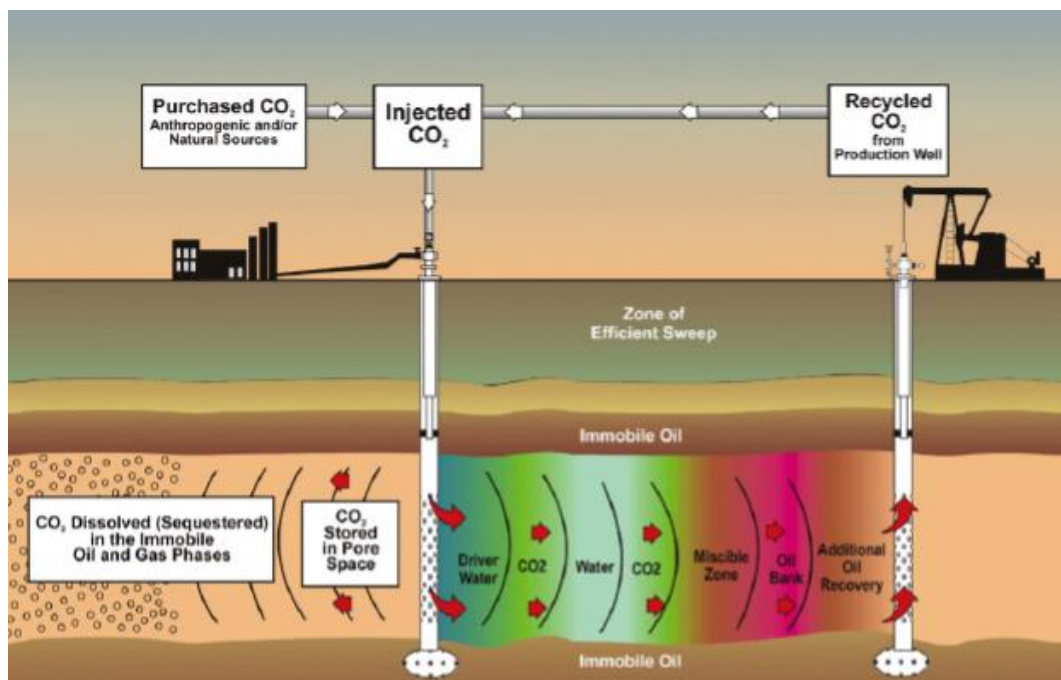


Рисунок 1.16 – Схема водогазового воздействия [56]

На эффективность применения данного метода оказывает влияние отношение объемов закачиваемого диоксида углерода и воды. При уменьшении объема пачки углекислого газа наблюдается увеличение стабильности фронта вытеснения, и как следствие уменьшается вероятность преждевременного прорыва  $\text{CO}_2$  к добывающим скважинам. При слишком низком значении отношения объема углекислого газа к воде эффект от технологии значительно снижается, и процесс приближается к закачке карбонизированной воды. С другой стороны, если значение соотношения слишком большое, то может наблюдаться расслоение воды и углекислого газа под действием гравитационных сил [56].

Размер оторочки определяется свойствами нефти и диоксида углерода, нефтенасыщенностью пласта и степенью его неоднородности. Основными целевыми параметрами при подборе соотношения объемов газа и воды являются максимальная дополнительная нефтеотдача и максимально долгое время прорыва углекислого газа к забоям добывающих скважин. Для определения оптимального соотношения производят специальные исследования, расчеты и

моделирование процесса. Наиболее часто используются оторочки углекислого газа с объемом от 10 до 20% [18].

Таким образом, данная технология сочетает в себе достоинства газа как вытесняющего агента, направленные на улучшение свойств нефти и увеличение нефтеотдачи, так и достоинства воды, способствующие более стабильному и равномерному вытеснению [40].

#### **1.4.4 Закачка диоксида углерода с пеной**

Для обеспечения более стабильного вытеснения и предотвращения раннего прорыва диоксида углерода к добывающим скважинам возможно применение пенообразующих поверхностно-активных веществ, приводящих к образованию стабильных пен с более высокими значениями вязкости [51].

Применение пенообразующих ПАВ для стабилизации фронта вытеснения нефти диоксидом углерода было предложено в 50 - 60 годах. Вытеснение нефти пеной характеризуется большим увеличением нефтеотдачи в сравнении с другими технологиями, что вызывает интерес у научно-исследовательских институтов и нефтедобывающих компаний [58].

Процесс вытеснения нефти углекислым газом с применением пенообразующих ПАВ связан с группой механизмов, способствующих повышению нефтеотдачи: изменение вязкости и набухание нефти в результате взаимодействия с  $\text{CO}_2$ , повышение устойчивости фронта вытеснения, снижение гравитационного разделения флюидов, а также уменьшение фазовой проницаемости газа при высоких значениях газонасыщенности [51].

Формирование в поровом пространстве пены происходит в результате одновременного или попеременного нагнетания диоксида углерода и пенообразователя. Поочередное нагнетание углекислого газа и ПАВ (SAG) получило большее практическое применение. Также возможно применение

водогазового воздействия с добавлением пенообразующих ПАВ (FAWAG), которое позволяет максимально отсрочить прорыв углекислого газа [53].

Целесообразным является применение данной технологии в неоднородных коллекторах, включающих высокопроницаемые пропластки или водонасыщенные интервалы [58].

#### **1.4.5 Циклическая закачка газа (Huff-N-Puff process)**

Данная технология отличается от других тем, что в ней диоксид углерода нагнетается в остановленную добывающую скважину, пропитывая призабойную зону пласта (ПЗП) и растворяясь в нефти, после чего добыча нефти возобновляется. Процесс циклической закачки включает в себя три этапа: этап закачивания диоксида углерода в пласт, этап пропитывания ПЗП углекислым газом и этап добычи нефти [52].

На первом этапе  $\text{CO}_2$  закачивается в целевой пласт через добывающую скважину, временно выступающую в качестве нагнетательной. Закачиваемый  $\text{CO}_2$  обходит неподвижную нефть и выталкивает часть подвижной нефти и воды вглубь в пласт. Это приводит к снижению водонасыщенности вблизи ствола скважины, в результате чего фазовая проницаемость нефти увеличивается. Некоторая часть подвижной нефти остается вблизи ствола скважины, и она оказывается окруженной  $\text{CO}_2$ . Процесс диффузии  $\text{CO}_2$  на этом этапе незначителен, потому что данный этап довольно короткий, и  $\text{CO}_2$  закачивается с высокой скоростью. В конце этапа пластовое давление превосходит давление в начале процесса закачки. На этапе пропитки скважина заглушается. Происходит массообмен между нефтью и диоксидом углерода, в результате нефть расширяется и ее вязкость снижается. На этапе добычи, когда скважина открыта, часть закачанного углекислого газа, который не растворился в нефти, добывается в виде отдельной фазы. Затем следует набухшая нефть, составляющая большую часть добываемой жидкости [60].

Некоторые исследовательские работы отмечают, что циклическая закачка диоксида углерода обладает большей эффективностью, чем непрерывная закачка. Также отмечается, что в самой технологии наиболее эффективными являются первые циклы (три – четыре цикла), после чего эффективность существенно снижается (Рисунок 1.17). Эффективность технологии зависит от продолжительности второго этапа (время выдержки) [36, 52].

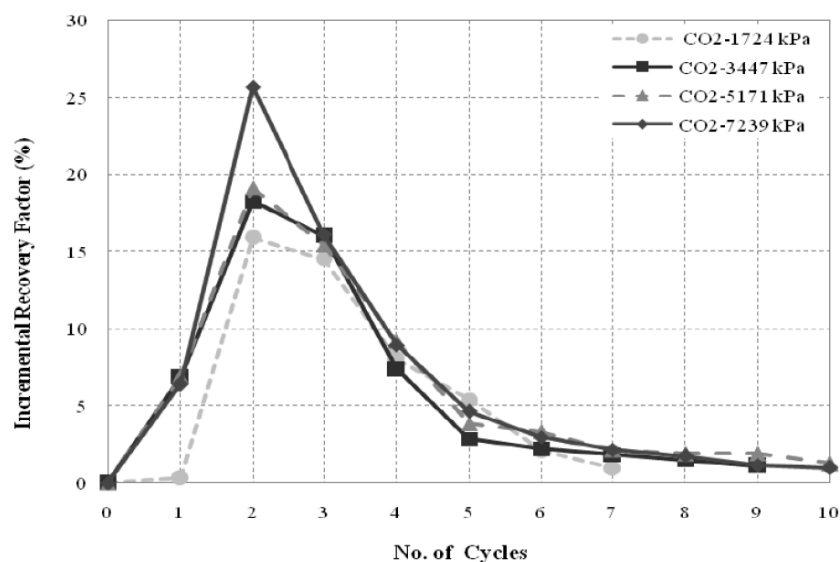


Рисунок 1.17 – Зависимость дополнительно добычи нефти от номера цикла и давления [36]

Преимуществом технологии huff-n-puff является существенно меньшие капитальные затраты, поскольку для реализации данной технологии нет необходимости в бурении новых скважин, а также строительства трубопроводов для транспортировки углекислого газа, так как его доставку к скважинам можно осуществлять при помощи автомобильного транспорта. Так, закачка диоксида углерода в пласт при помощи технологии huff-n-puff может быть использована в качестве тестового проекта, направленного на оценку эффективности применения  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеотдачи [11].

Таким образом, данная технология является достаточно перспективной как для добычи высоковязкой нефти, добычи нефти из истощенных пластов, а также добычи нефти, как легкой, так и тяжелой из плотных коллекторов [52, 55].



### 3 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Построение сектора геологической модели месторождения X выполнено в соответствии с регламентом РД 153-39.0-047-00 по созданию геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [6].

Для построения геологической модели использовался сертифицированный программный комплекс Shlumberger «Petrel».

Исходными данными являются траектории семи скважин, данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), структурная поверхность кровли осинского горизонта.

#### 3.1 Параметры модели

Важнейшим элементом геологической модели является объемная сетка. Под объемной сеткой понимается объемное поле в заданных координатах, каждой ячейке которого соответствуют определенные признаки и свойства, такие как коллектор-неколлектор, пористость, проницаемость и т.д. При выборе типа сетки, а также ее параметров следует учитывать ряд факторов:

- Местоположение, ориентацию в пространстве, размер и форму залежей углеводородов;
- Количество и связанность пластов;
- Наличие структурных нарушений и их свойства;
- Литологические особенности и неоднородность моделируемых пластов.

С учетом вышеизложенных факторов для построения геологической модели была использована сетка под названием «corner point grid». Данный тип сетки является универсальным и наиболее популярным. В сравнении с декартовой сеткой он позволяет более точно воспроизвести форму моделируемого объекта.

Моделируемая область пласта Б<sub>1</sub> характеризуется размерами 5,0×2,5 км. Учитывая строение отложений и латеральную неоднородность, размер ячейки был выбран 100×100 м. Расчленение пласта по вертикали было выбрано таким образом, чтобы учесть вертикальную неоднородность литологии, а также изменчивость данных РИГИС. В результате было выбрано пропорциональное разбиение пласта на слои с мощностью 1,0 м. Геометрические параметры моделируемого объекта приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Геометрические параметры объемной сетки геологической модели

| Пласт          | Размер моделируемой области, км | Размер ячеек сетки по горизонтали, м | Способ расчленения по вертикали | Средняя мощность слоя, м | Количество слоев | Количество ячеек |
|----------------|---------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|------------------|------------------|
| Б <sub>1</sub> | 5,0×2,5                         | 100×100                              | Пропорциональный                | 1,0                      | 100              | 239200           |

### 3.2 Структурный каркас

Построение структурного каркаса состоит из следующей последовательности операций:

- корреляция продуктивных пластов;
- создание опорных поверхностей;
- построение поверхностей моделируемых пластов;
- создание структурных карт поверхностей пластов.

При построении структурного каркаса модели использовался следующий набор исходных данных:

- структурная поверхность кровли осинского горизонта;
- данные инклинометрии скважин;
- отбивки пластов по скважинам.

Пласт Б<sub>1</sub> осинского горизонта относится к усольской свите и представлен известковыми доломитами и доломитами. Для построения структурного каркаса

модели были построены поверхности кровли и подошвы пласта Б<sub>1</sub> (Рисунок 3.1). Поверхности кровли и подошвы построены конформно относительно кровли осинского горизонта с учетом отбивок пластов по скважинам.

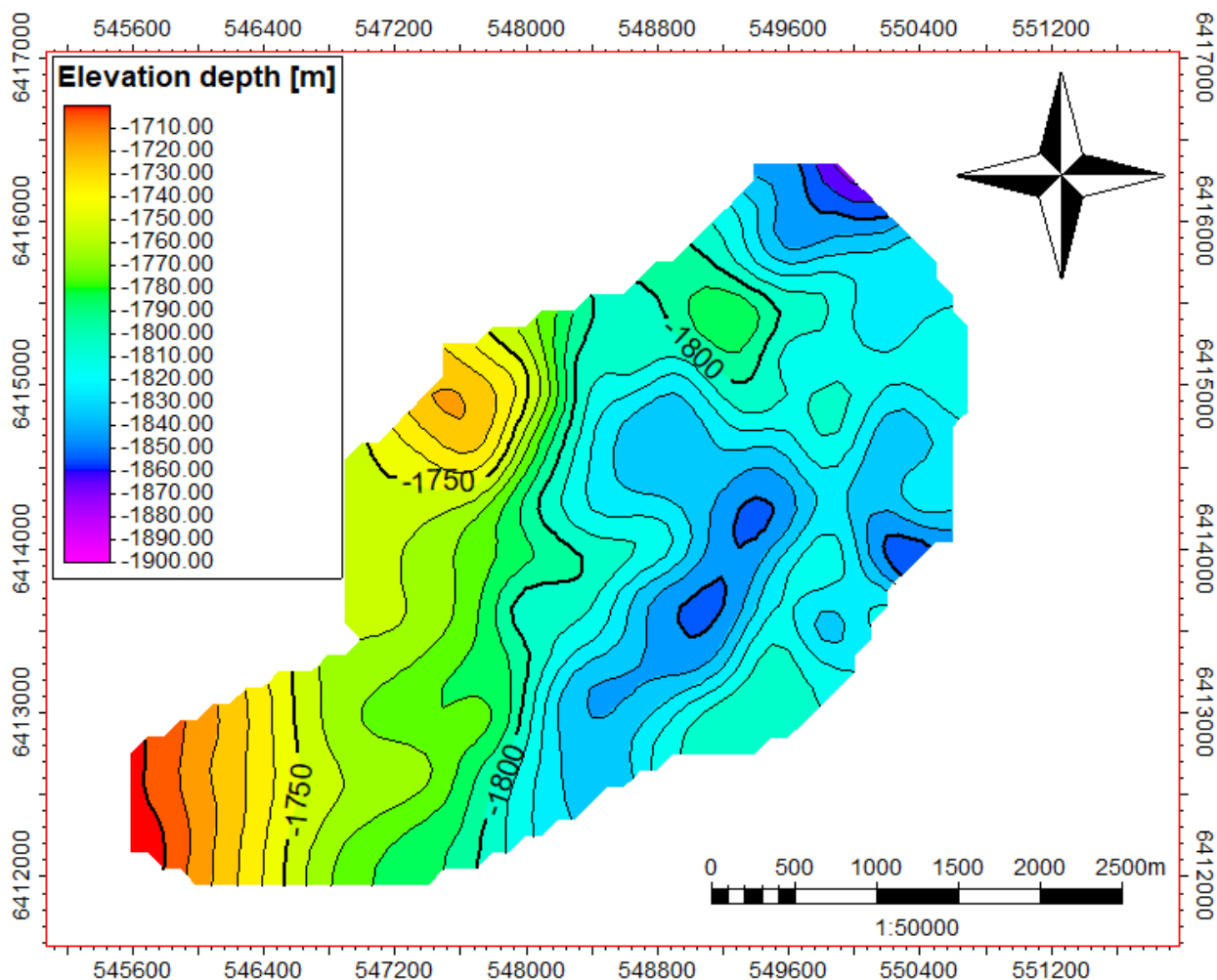


Рисунок 3.1 – Карта поверхности кровли пласта Б<sub>1</sub>

### 3.3 Распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств

Моделирование параметра литологии в пространстве между скважинами является важным этапом при построении геологической модели, поскольку от распределения коллекторов в моделируемом объекте будут зависеть распределения фильтрационно-емкостных свойств, а также будут определяться технологические показатели разработки.

Исходными данными для построения модели литологии являются РИГИС. Исходные данные были ремасштабированы в ячейки геологической модели по принципу наиболее вероятностного значения. Далее на основании полученных данных были определены параметры вариограмм и гистограмма распределения коллектора по вертикали. Параметры вариограмм использованные при моделировании представлены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Принятые параметры вариограмм

| Пласт          | Тип вариограммы | Ранги вариограмм, м |                |              |
|----------------|-----------------|---------------------|----------------|--------------|
|                |                 | Главный             | Второстепенный | Вертикальный |
| Б <sub>1</sub> | Сферический     | 3000                | 3000           | 36,5         |

Для моделирования куба литологии был использован метод последовательного индикаторного моделирования (SIS). В результате был получен куб дискретных значений: 1 для коллектора и 0 для неколлектора. На Рисунке 3.2 представлен разрез куба литологии.

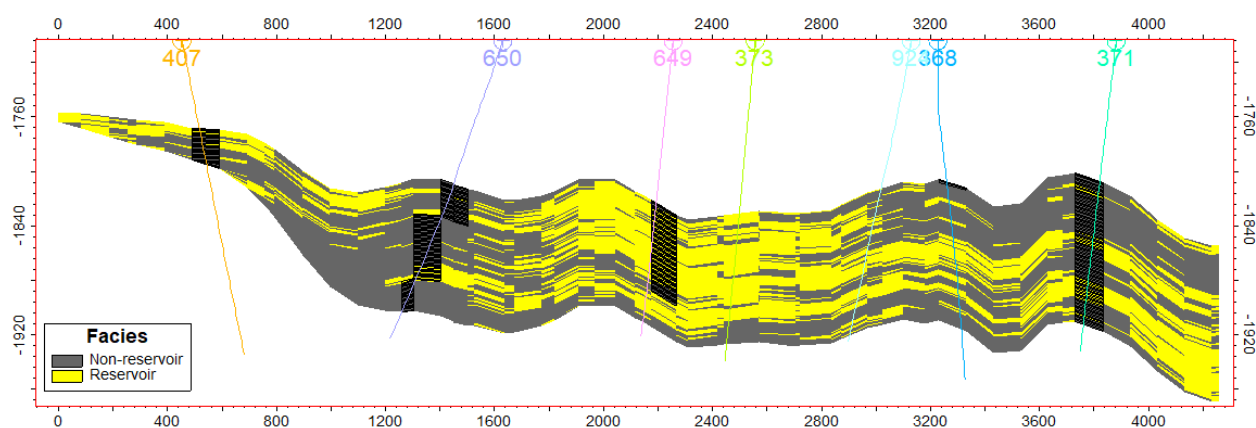


Рисунок 3.2 – Разрез куба литологии

Для полученных ячеек коллектора необходимо задать петрофизические свойства, такие как пористость и проницаемость. Исходные данные пористости из РИГИС были ремасштабированы в ячейках коллектора методом арифметического осреднения. На основе ремасштабированных значений пористости методом последовательного гауссова моделирования с

использованием гистограммы распределения пористости и ранее использованных параметров вариограмм был построен куб пористости (Рисунок 3.3).

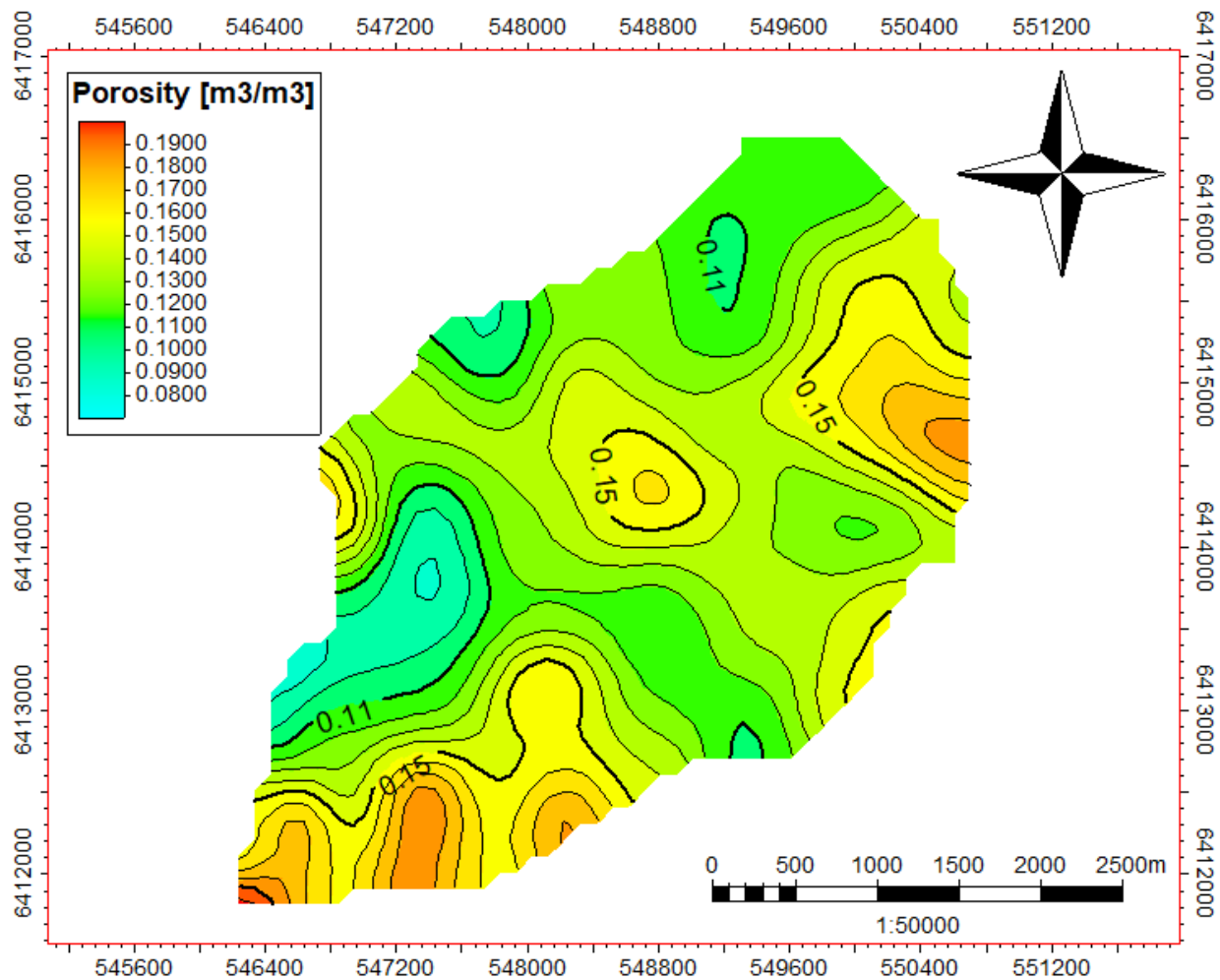


Рисунок 3.3 – Карта пористости

Куб проницаемости построен с использованием петрофизической зависимости проницаемость-пористость:

$$\log_{10}(K_{пр}) = 0,18 * K_{п} - 0,8 \quad (3.1)$$

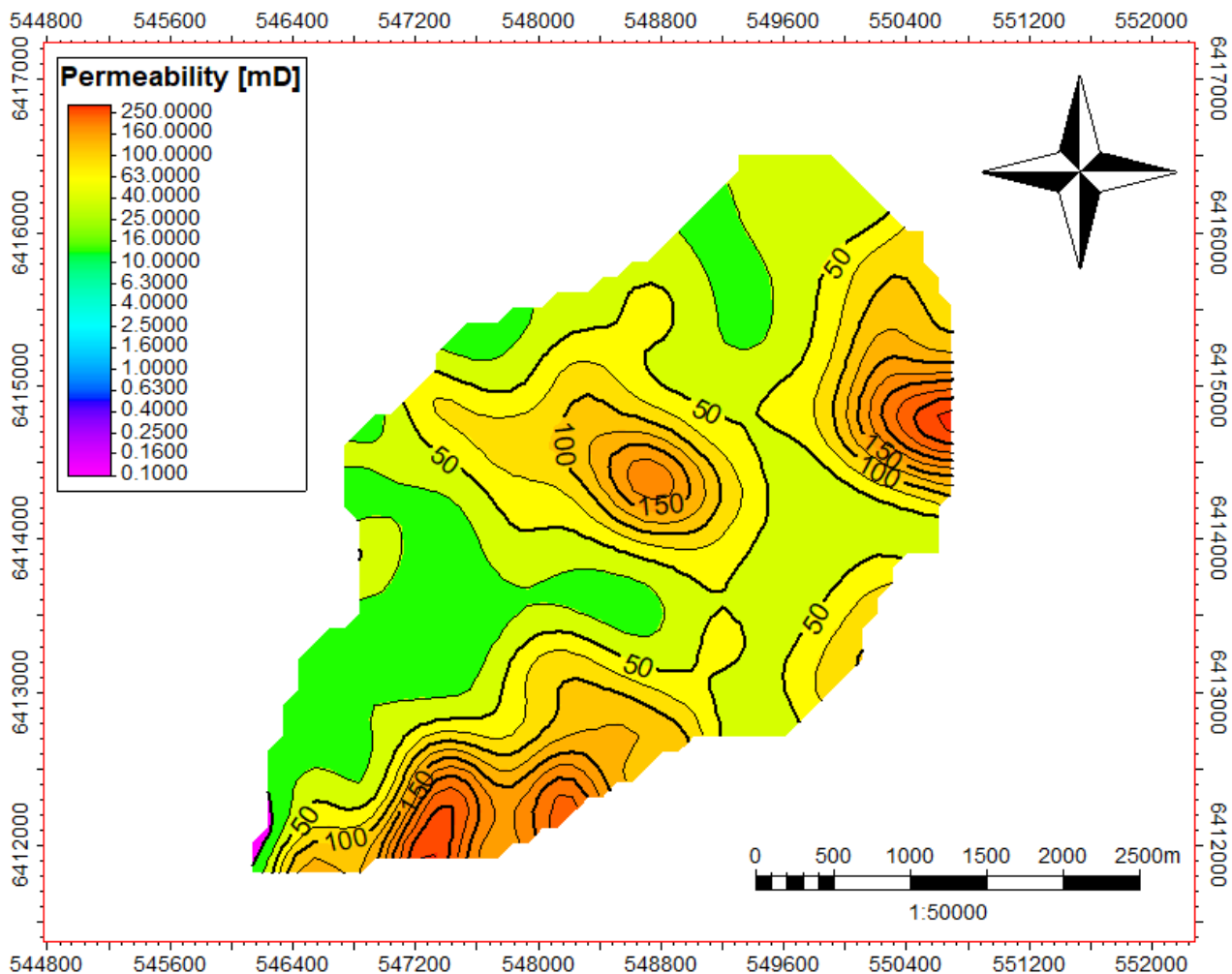


Рисунок 3.4 – Карта проницаемости

### 3.4 Распределение насыщения

Для моделирования водонасыщенности принято допущение, что переходная зона пренебрежимо мала и водонефтяной контакт совпадает с зеркалом свободной воды. Таким, образом ниже водонефтяного контакта коллектор полностью насыщен водой, а выше контакта водонасыщенность равна доли связанной воды, которая является функцией пористости и определена петрофизической формулой:

$$K_{во} = (7,069 * K_{п}^{0,01172} - 6,448)^{-13} \quad (3.2)$$

Согласно исходным данным ВНК находится на абсолютной отметке равной -1872 м. Остаточная нефтенасыщенность является функцией пористости и нефтенасыщенности и определена петрофизической формулой:

$$K_{он} = K_{нн} - (0,8071 * (K_{п} * K_{нн}) - 0,0268) / K_{п} \quad (3.3)$$

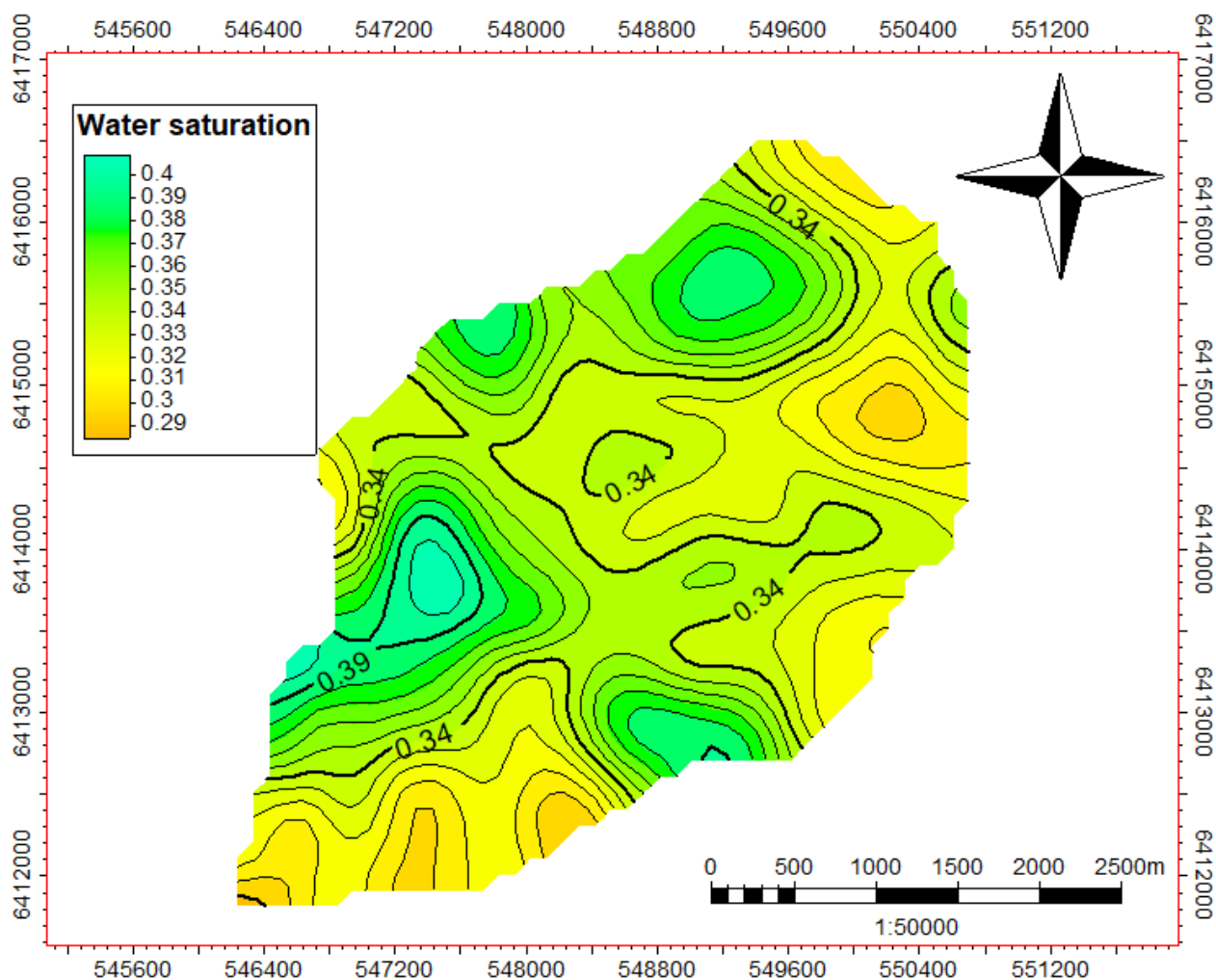


Рисунок 3.5 – Карта водонасыщенности

### 3.5 Оценка запасов

Завершающим этапом построения геологической модели является подсчет величины запасов, средних значений коэффициентов пористости и начальной нефтенасыщенности. Все подсчетные параметры приведены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Подсчетные параметры геологической модели

| Пласт          | Параметр   | Единицы измерения   | Значение |
|----------------|--|---------------------|----------|
| Б <sub>1</sub> | Площадь нефтеносности                                  | млн. м <sup>2</sup> | 12,6     |
|                | Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина            | м                   | 21,5     |
|                | Объем нефтенасыщенных пород                            | млн м <sup>3</sup>  | 271      |
|                | Средний коэффициент пористости (нефтенасыщенная часть) | доли ед.            | 0,15     |
|                | Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности        | доли ед.            | 0,66     |
|                | Начальные геологические запасы нефти                   | млн. т              | 26,7     |



## 4 ПОСТРОЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Численное моделирование закачки углекислого газа подразумевает выполнение ряда расчетов вариантов закачки с варьирующимися параметрами. В соответствии с методическим указаниям построения трехмерной фильтрационной модели, структурный каркас модели должен состоять из количества ячеек, позволяющего воспроизвести неоднородность моделируемого объекта и обеспечить проведение ряда расчетов за приемлемый промежуток времени. Для построения гидродинамической модели использовался сертифицированный программный комплекс «tNavigator».

Геологическая модель пласта Б<sub>1</sub> состоит из приемлемого числа ячеек, которое позволяет выполнять расчеты за приемлемое время. По этой причине ремасштабирование модели не выполнялось и параметры структурного каркаса остались неизменными. Тем не менее, для оптимизации расчетов ячейки неколлектора были приняты неактивными. Сравнение параметров каркаса геологической и фильтрационной моделей приведены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные характеристики каркасов трехмерных моделей

| Пласт          | Модель    | Число блоков сетки по направлениям |    |     | Размеры блока сетки по горизонтали, м | Размеры блока сетки по вертикали, м | Число активных блоков модели |
|----------------|-----------|------------------------------------|----|-----|---------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|
|                |           | NX                                 | NY | NZ  |                                       |                                     |                              |
| Б <sub>1</sub> | Геологич. | 52                                 | 46 | 100 | 100×100                               | 1,0                                 | 239200                       |
|                | Фильтрац. | 52                                 | 46 | 100 | 100×100                               | 1,0                                 | 92959                        |

В результате сопоставления таких основных параметров моделей, как пористость, проницаемость и насыщенность, а также запасов нефти и газа, было выявлено, что отклонения параметров геологической и фильтрационной моделей не превышают 0,1 %, что соответствует допустимым пределам.

## 4.1 Тип фильтрационной модели

Пласт Б<sub>1</sub> осинского горизонта представлен известковыми доломитами и доломитами. Породы представлены, в основном, поровым и каверново-поровым типом. Малая протяженность и слабая раскрытость трещин, а также не равномерность распределения трещинного пустотного пространства указывает на то, что трещиноватость в данном разрезе незначительно влияет на фильтрационно-емкостные свойства пород. В результате этого коллектор рассматривался как поровый.

Таблица 4.2 – Модель пористой среды

| Пласт          | Литотип коллектора | Трещиноватость | Кавернозность | Тип коллектора | Модель среды |
|----------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|--------------|
| Б <sub>1</sub> | карбонатный        | незначительная | средняя       | поровый        | одинарная    |

## 4.2 Свойства пласта и флюида

В соответствии с методическим указаниям построения трехмерной фильтрационной модели в качестве модели углеводородов следует использовать более простой тип модели, корректно описывающий свойства нефти в пластовых условиях. Однако, для более точного моделирования процесса взаимодействия углекислого газа с пластовой нефтью в работе была использована композиционная модель углеводородов. Данный тип модели позволяет учесть изменение свойств нефти при массообмене между нефтью и нагнетаемым диоксидом углерода.

Среднее газосодержание нефти составляет 324,1 м<sup>3</sup>/т, среднее давление насыщения нефти составляет 25 МПа. Данное значение газосодержания является довольно высоким, поэтому в случае падения давления ниже давления насыщения влияние фазовых переходов между нефтью и газом может быть значительным.

Компонентный состав пластовой нефти, а также использованная модель пластовых жидкостей представлены в Таблице 4.3 и Таблице 4.4, соответственно.

Таблица 4.3 – Компонентный состав нефти

| Компонент             | C <sub>1</sub> | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> | C <sub>4</sub> | C <sub>5+</sub> | C <sub>14+</sub> | CO <sub>2</sub> |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Массовая концентрация | 0,13           | 0,04           | 0,04           | 0,03           | 0,28            | 0,48             | 0,00            |

Таблица 4.4 – Физическая модель пластовых жидкостей

| Пласт          | Добываемые углеводородные компоненты      | Рабочие агенты системы ППД | Модель углеводородов  | Фазовый состав   | Компонентный состав                          |
|----------------|---|----------------------------|-----------------------|------------------|--|
| Б <sub>1</sub> | нефть с растворенным газом, свободный газ | вода, диоксид углерода     | композиционная модель | нефть, газ, вода | нефть, растворенный газ, свободный газ, вода |

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) определены при помощи данных трехфазной фильтрации нефть-газ-вода. Исходные фазовые проницаемости изначально были ремасштабированы с учетом остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности. Для более корректного моделирования исходные ОФП были конвертированы в ОФП, описываемые функцией Corey (Рисунки 4.1 и 4.2).

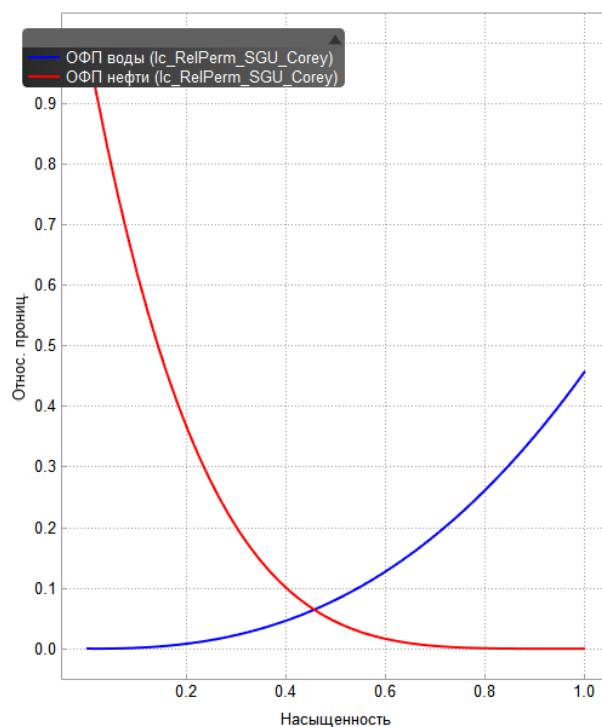


Рисунок 4.1 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей от насыщенности для системы нефть-вода

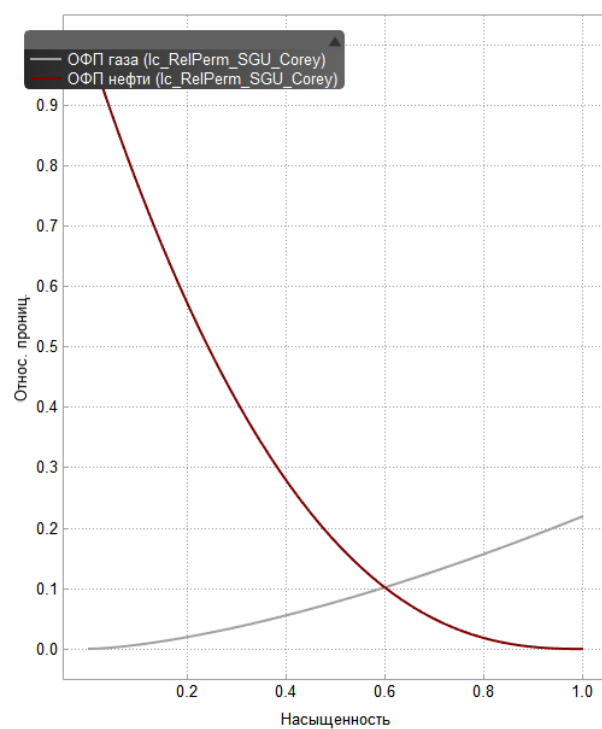


Рисунок 4.2 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности для системы нефть-газ

Поскольку информация о проведении исследований, направленных на определение коэффициента Пуассона и модуля Юнга, отсутствует. Сжимаемость породы принята равной  $1 \text{ 1/МПа} \times 10^{-4}$ .

### **4.3 Адаптация модели**

Целевыми параметрами при адаптации модели являлись невязка по дебиту нефти, а также разница накопленной добычи нефти. Адаптация проводилась в два этапа: в первом этапе были выбраны параметры, которые наиболее сильно влияют на целевую функцию, во втором этапе выбранные параметры изменяются в определенном диапазоне, пока не будет достигнуто удовлетворительное состояние модели.

Первый этап был реализован при помощи торнадо эксперимента. В качестве входных параметров были выбраны проницаемость, вертикальная анизотропия проницаемости, концевые значения фазовых проницаемостей, а также положение водонефтяного контакта. В результате 11 итераций было выявлено, что модель является наиболее чувствительной к проницаемости, анизотропии проницаемости, а также положению ВНК (Рисунки 4.3 и 4.4).

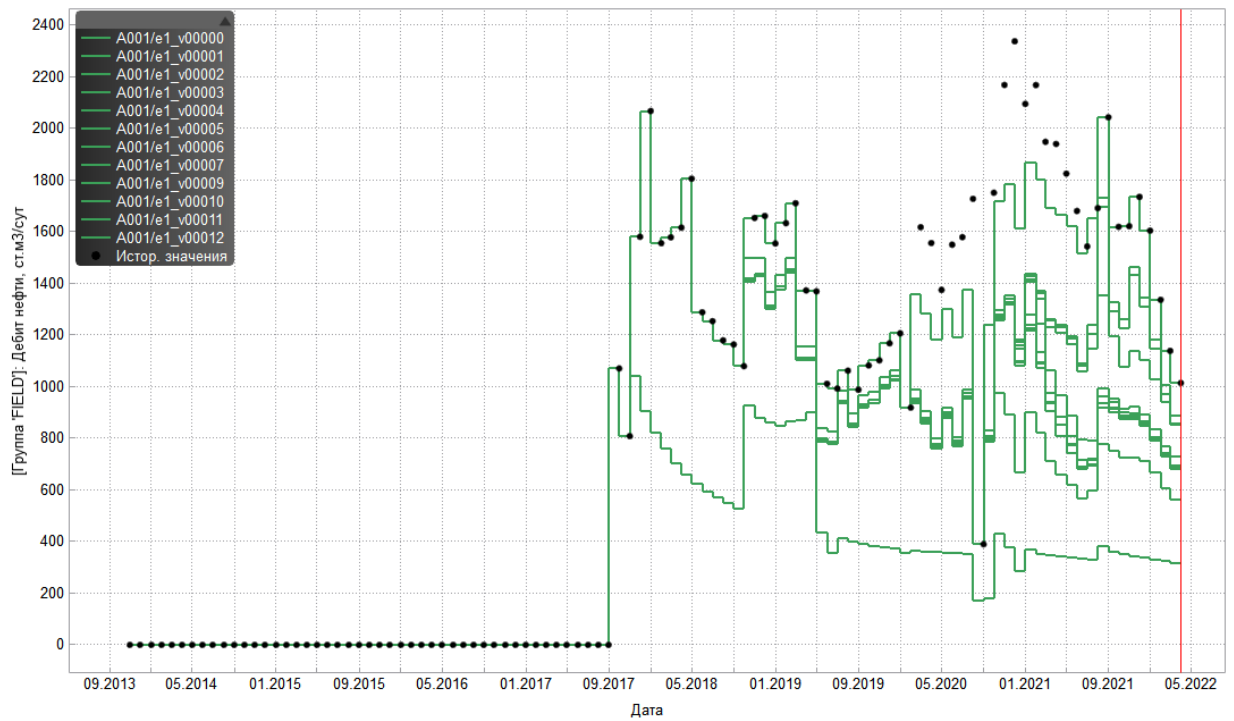


Рисунок 4.3 – Результат анализа чувствительности модели по невязке по дебиту нефти

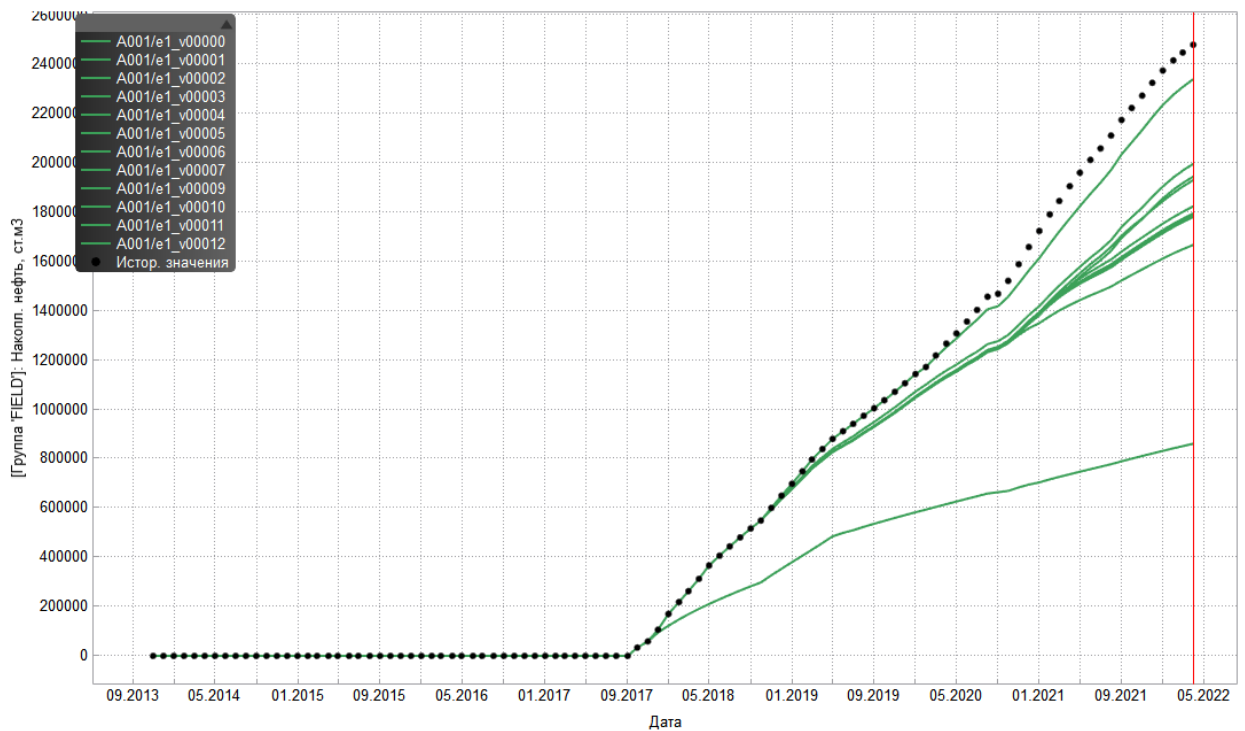


Рисунок 4.4 – Результат анализа чувствительности модели по накопленной добыче нефти

После того, как были определены параметры для адаптации модели, была выполнена адаптация модели по методу роя частиц в режиме заданных отборов нефти. В результате 15 итераций была получена модель, достоверно воспроизводящая историческое поведение моделируемого объекта. Данная модель использовалась в дальнейшем для оценки эффекта от закачки диоксида углерода (Рисунки 4.5 и 4.6).

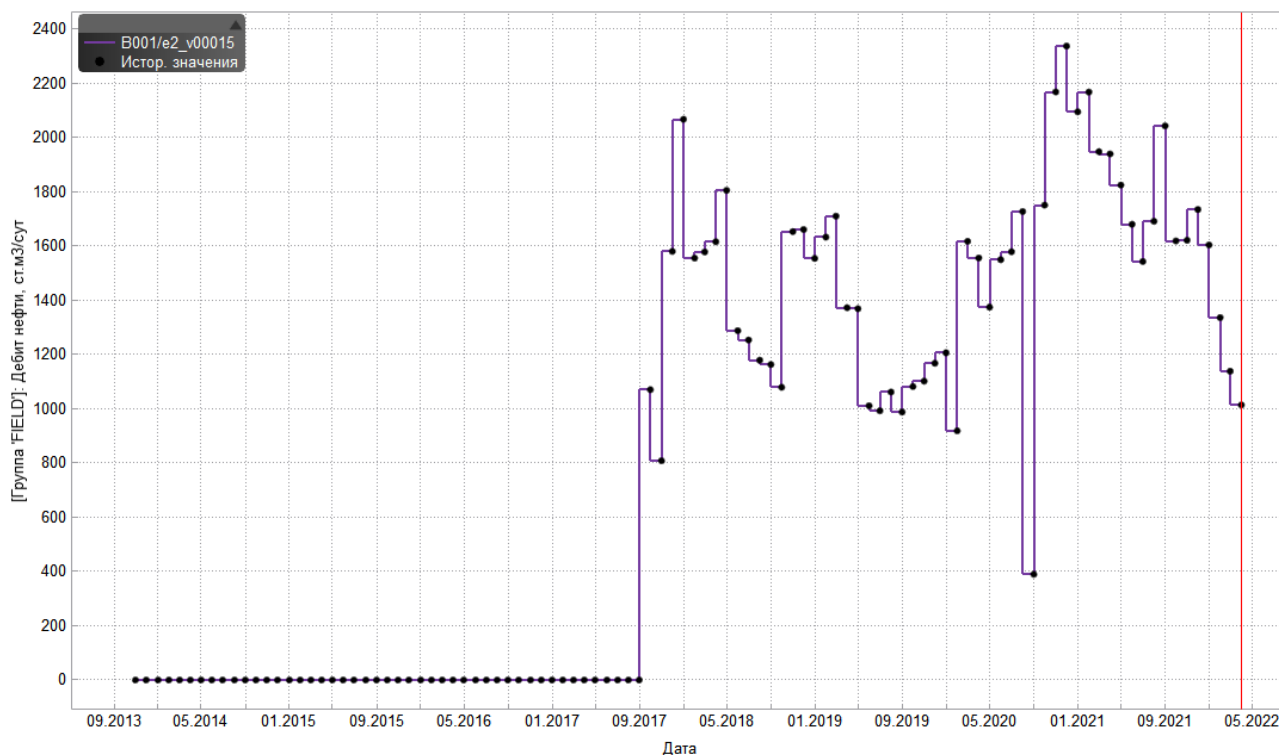


Рисунок 4.5 – Результат адаптации модели по невязке по дебиту нефти

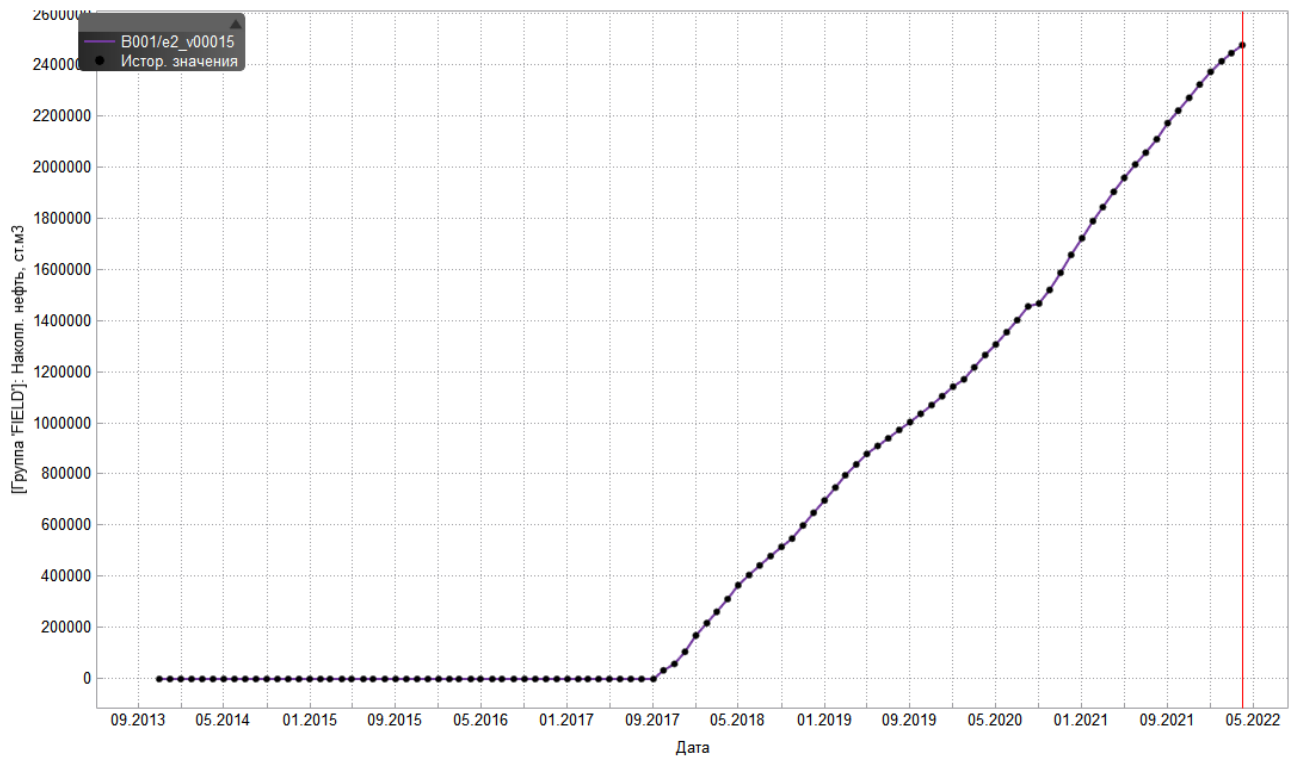


Рисунок 4.6 – Результат адаптации модели по накопленной добыче нефти



## 5 ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Северная нефтяная залежь пласта Б<sub>1</sub>, выявленная разведочной скважиной в 2013 г. занимает северо-западную часть площади и со всех сторон ограничена зоной выклинивания коллектора. На юго-востоке залежь отделена от Южной залежи экранирующим разломом субмеридионального простирания. Ограничивающие контуры залежи построен по данным сейсмоки МОГТ-3D и бурения.

Параметры Северной залежи определены по данным бурения 8 разведочных и 17 эксплуатационных скважин. Залежь пластово-массивная, литологически-экранированная, размером 24,7 × 8,3 км. Запасы залежи отнесены к категории В1 и В2. Эффективная толщина достигает 35-40 м, нефтенасыщенная толщина меняется от 5 до 19 м.

Южная нефтяная залежь пласта Б<sub>1</sub>, выявленная разведочной скважиной в 2012 г. вскрыта 14 разведочными и 103 эксплуатационными скважинами, из которых в 28-ми ведется добыча и 6 скважин переданы в нагнетание.

Залежь пластово-массивная, литологически-экранированная, размером 24,0 × 8,7 км, высотой 112 м. Пласт полностью нефтенасыщен. Запасы залежи отнесены к категории А и В1. Максимальная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 65,1 м.

Моделируемы в работе сектор относится к южной нефтяной залежи и включает пять добывающих и две нагнетательных скважин. За исторический период дебит нефти в добывающих скважинах изменяется в пределах от 140 до 1090 ст. м<sup>3</sup>/сут и составляет в среднем 460 ст. м<sup>3</sup>/сут. Приемистость в нагнетательных скважинах в течение исторического периода изменяется от 1100 до 4200 ст. м<sup>3</sup>/сут, среднее значение составляет 2200 ст. м<sup>3</sup>/сут.

## 5.1 Определение способа закачки диоксида углерода

Для оценки эффекта от нагнетания диоксида углерода в пласт был рассчитан базовый вариант разработки, в котором поддержание пластового давления осуществляется посредством нагнетания пластовой воды. Количество и типы скважин остались неизменными, дебиты, приемистости и забойные давления скважин на последней дате исторического периода использованы для расчетного периода. Расчетный период составляет 20 лет. Результаты численного моделирования записываются с периодом в один год.

В течение рассматриваемого расчетного периода к 2042 году будет отобрано 7459 тыс. т нефти и 14892 тыс. т жидкости, а также закачано 19226 тыс. ст. м<sup>3</sup>. Дебит жидкости добывающих скважин изменяется от 300 до 600 ст. м<sup>3</sup>/сут, приемистость нагнетательных скважин составляет 1200 и 1600 ст. м<sup>3</sup>/сут. Максимальный уровень отбора нефти составляет 510 тыс. т и приходится на 2022 год., максимальный отбор жидкости составляет 926 тыс. т жидкости и также приходится на 2022 год. Обводненность скважинной продукции к концу расчетного периода составляет 72,1 %. Компенсация отбора закачкой в конце расчетного периода составляет 104 %. Коэффициент извлечения нефти равен 0,34.

Основные показатели данного варианта, включающие данные добычи, закачки и т.д., приведены на Рисунках 5.1 – 5.3 ниже.

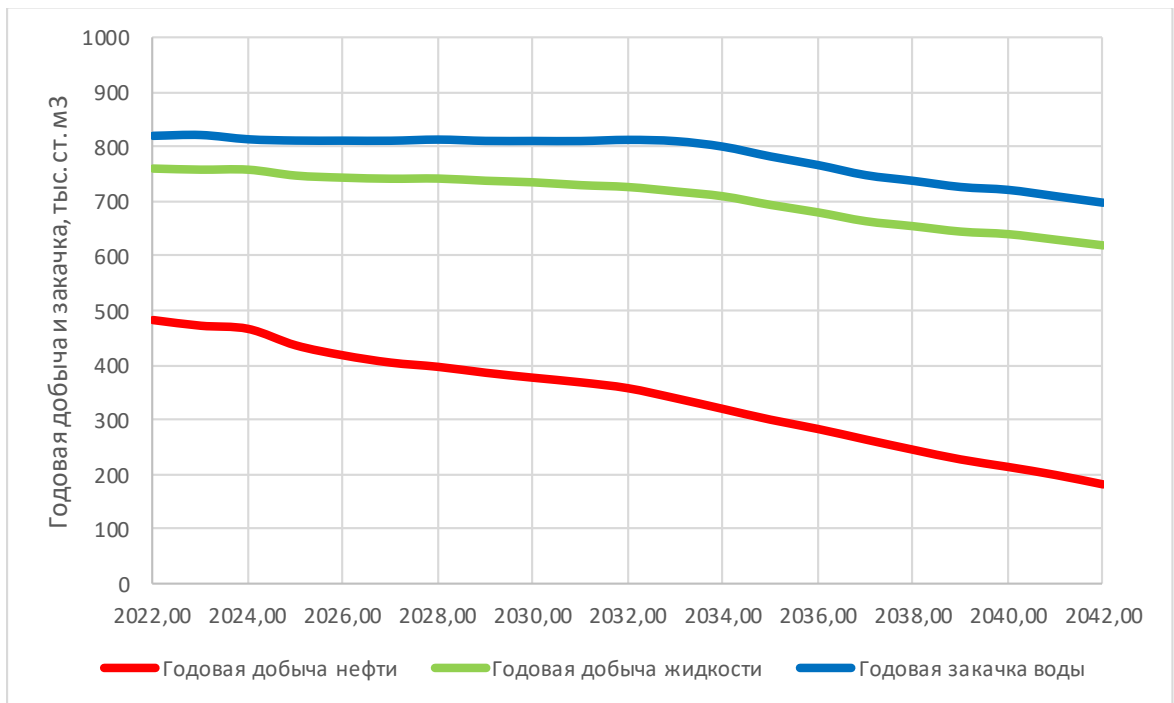


Рисунок 5.1 – Динамика добычи нефти и жидкости, а также закачки воды при базовом варианте

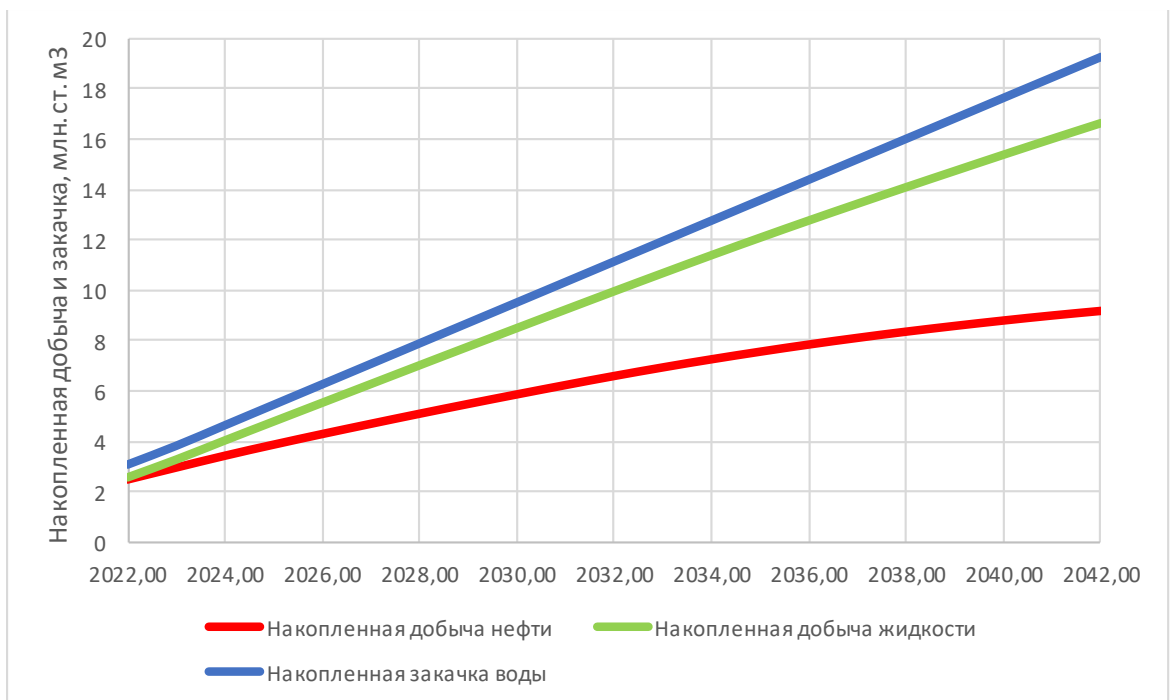


Рисунок 5.2 – Динамика накопленной добычи нефти и жидкости, а также закачки воды при базовом варианте



Рисунок 5.3 – Динамика обводненности и коэффициента извлечения нефти при базовом варианте

В течение всего расчетного периода диоксид углерода будет находиться в пласте в сверхкритическом состоянии, поскольку пластовое давление и температура выше критических значений (7,38 МПа и 31,1 °С). Минимальное давление смесимости диоксида углерода и рассматриваемой нефти в соответствии с номограммой условий смесимости диоксида углерода и нефти И. И. Дунюшкина и А. Ю. Намиота составляет 11,5 МПа (молекулярная масса нефти равна 196 г/моль). Следовательно, при пластовом давлении выше 11,5 МПа будет реализовываться полная смесимость нефти и диоксида углерода.

Вытеснение нефти карбонизированной водой является нецелесообразным, так как диоксид углерода растворяется в воде в значительно меньшей степени, и поэтому эффект от перехода  $\text{CO}_2$  из воды в нефть будет незначительным. Использование технологии Huff-N-Puff на исследуемом месторождении также не рассматривается, поскольку пластовая нефть является маловязкой, а также эффект от закачки углекислого газа ограничен по площади и времени, поскольку наибольшей эффективностью характеризуются первые циклы.

Таким образом, для численного моделирования были выбраны непрерывная закачка углекислого газа, а также водогазовое воздействие с равными по времени и объему в пластовых условиях периодами закачки воды и углекислого газа.

Вариант разработки с использованием в качестве вытесняющего агента диоксида углерода характеризуется такими же параметрами добывающих скважин, что и в базовом варианте. Для нагнетательных скважин установлена приемистость 600 и 1000 тыс. ст. м<sup>3</sup>/сут, что позволяет обеспечить коэффициент компенсации близкий к базовому варианту.

В течение рассматриваемого расчетного периода к 2042 году будет отобрано 8192 тыс. т нефти и 11605 тыс. т жидкости, а также закачано 9950 млн. ст. м<sup>3</sup> газа. Дебит жидкости добывающих скважин изменяется от 300 до 600 ст. м<sup>3</sup>/сут, приемистость нагнетательных скважин составляет 600 и 1000 тыс. ст. м<sup>3</sup>/сут. Максимальный уровень отбора нефти составляет 553 тыс. т и приходится на 2028 год., максимальный отбор жидкости составляет 767 тыс. т жидкости и приходится на 2024 год. Обводненность скважинной продукции к концу расчетного периода составляет 31,1 %. Компенсация отбора закачкой в конце расчетного периода составляет 98 %. Коэффициент извлечения нефти равен 0,37.

Основные показатели данного варианта, включающие данные добычи, закачки и т.д., приведены на Рисунках 5.4 – 5.6 ниже.

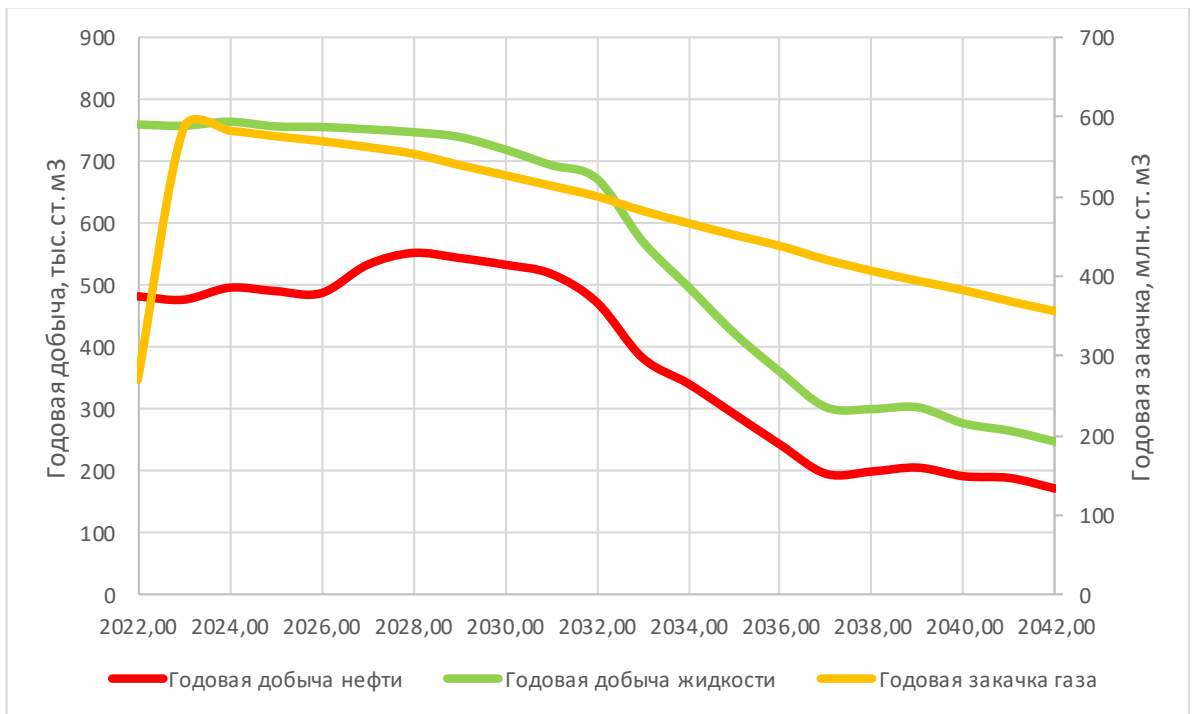


Рисунок 5.4 – Динамика добычи нефти и жидкости, а также закачки углекислого газа при непрерывной закачке CO<sub>2</sub>

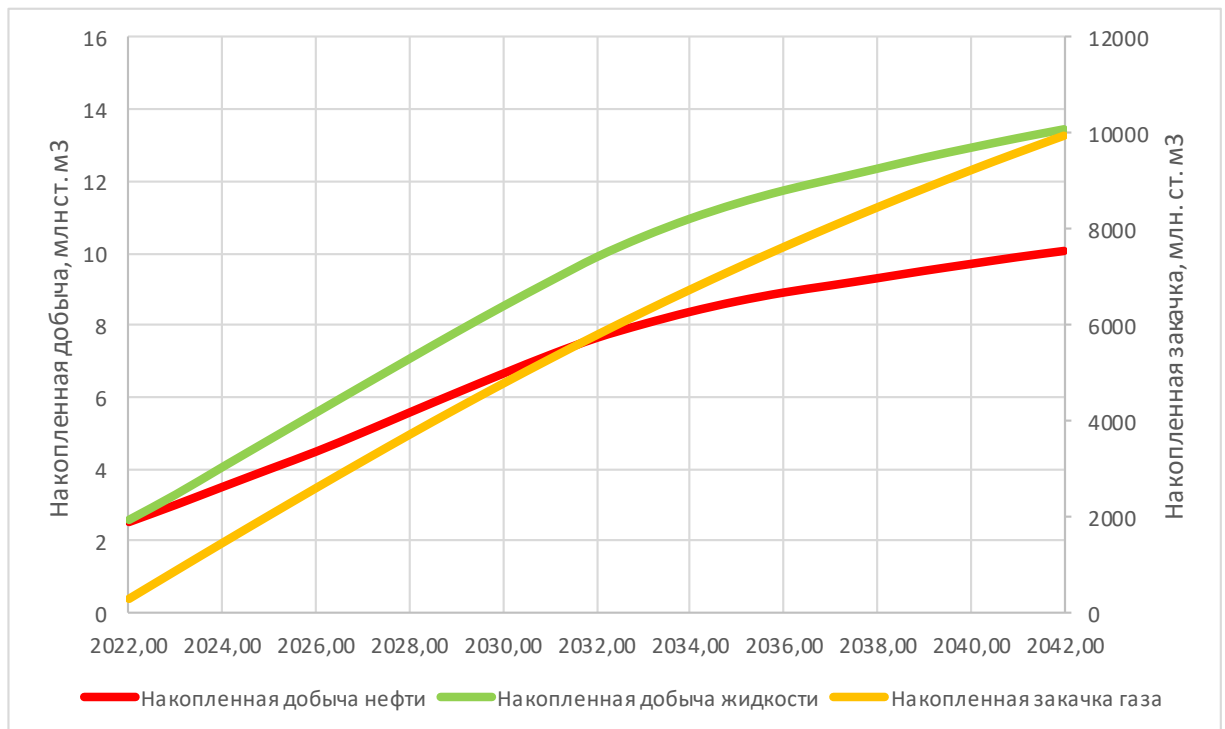


Рисунок 5.5 – Динамика накопленной добычи нефти и жидкости, а также закачки углекислого газа при непрерывной закачке CO<sub>2</sub>

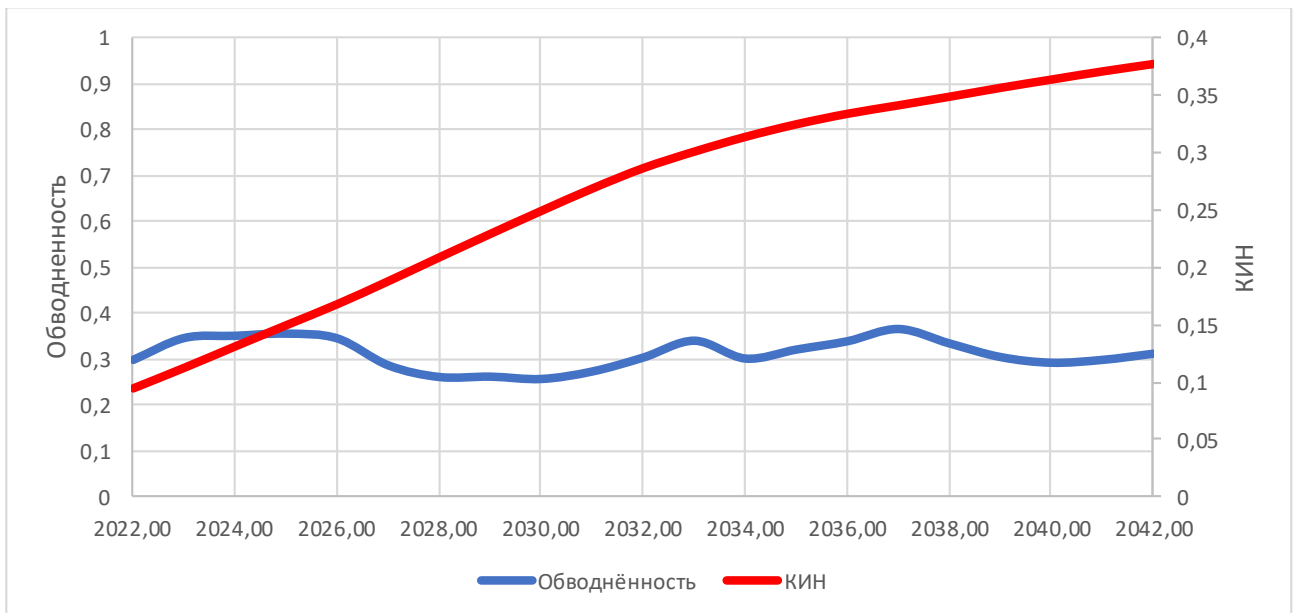


Рисунок 5.6 – Динамика обводненности и коэффициента извлечения нефти при непрерывной закачке CO<sub>2</sub>

Вариант разработки с применением водогазового воздействия характеризуется такими же параметрами добывающих скважин, что и в базовом варианте. Для нагнетательных скважин установлена приемистость 600 и 1000 тыс. ст. м<sup>3</sup>/сут, что позволяет обеспечить коэффициент компенсации близкий к базовому варианту, периоды закачки диоксида углерода и воды выбраны одинаковыми.

В течение рассматриваемого расчетного периода к 2042 году будет отобрано 8555 тыс. т нефти и 14401 тыс. т жидкости, а также закачено 9950 млн. ст. м<sup>3</sup>. Дебит жидкости добывающих скважин изменяется от 300 до 600 ст. м<sup>3</sup>/сут, приемистость нагнетательных скважин составляет 600 и 1000 тыс. ст. м<sup>3</sup>/сут газа, 1200 и 1600 ст. м<sup>3</sup>/сут воды. Максимальный уровень отбора нефти составляет 475 тыс. т и приходится на 2024 год., максимальный отбор жидкости составляет 758 тыс. т жидкости и также приходится на 2024 год. Обводненность скважинной продукции к концу расчетного периода составляет 55,2 %. Компенсация отбора закачкой в конце расчетного периода составляет 101 %. Коэффициент извлечения нефти равен 0,39.

Основные показатели данного варианта, включающие данные добычи, закачки и т.д., приведены на Рисунках 5.7 – 5.9 ниже.

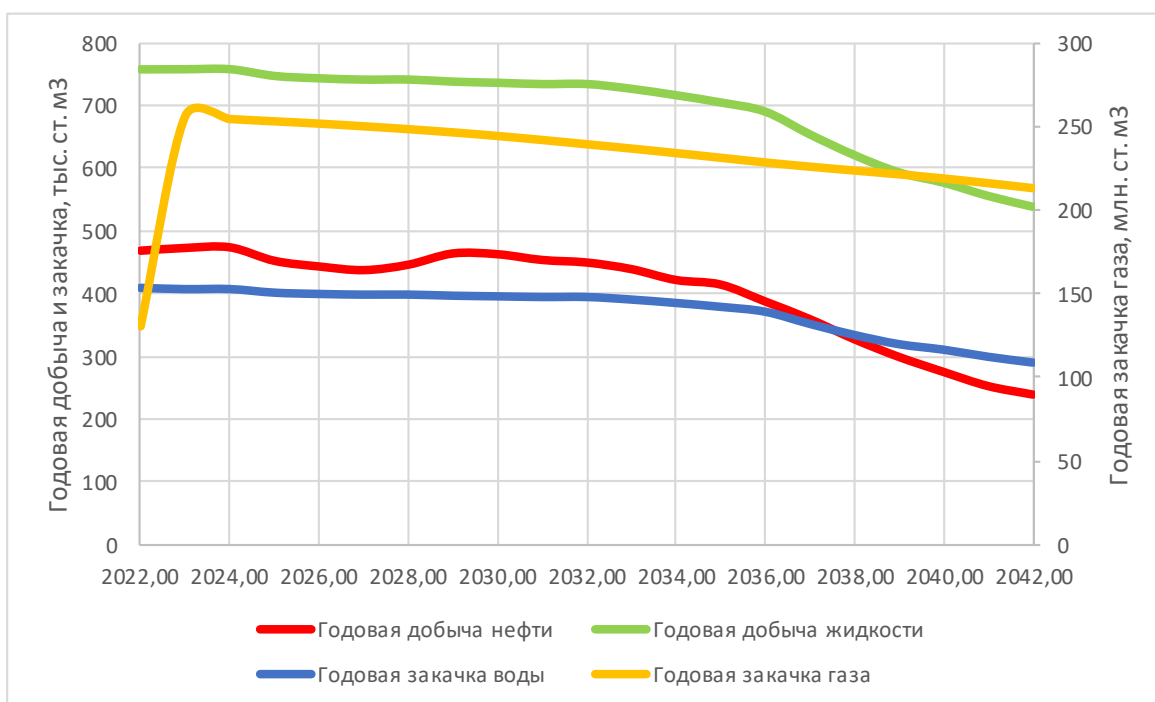


Рисунок 5.7 – Динамика добычи нефти и жидкости, а также закачки воды и углекислого газа при водогазовом воздействии

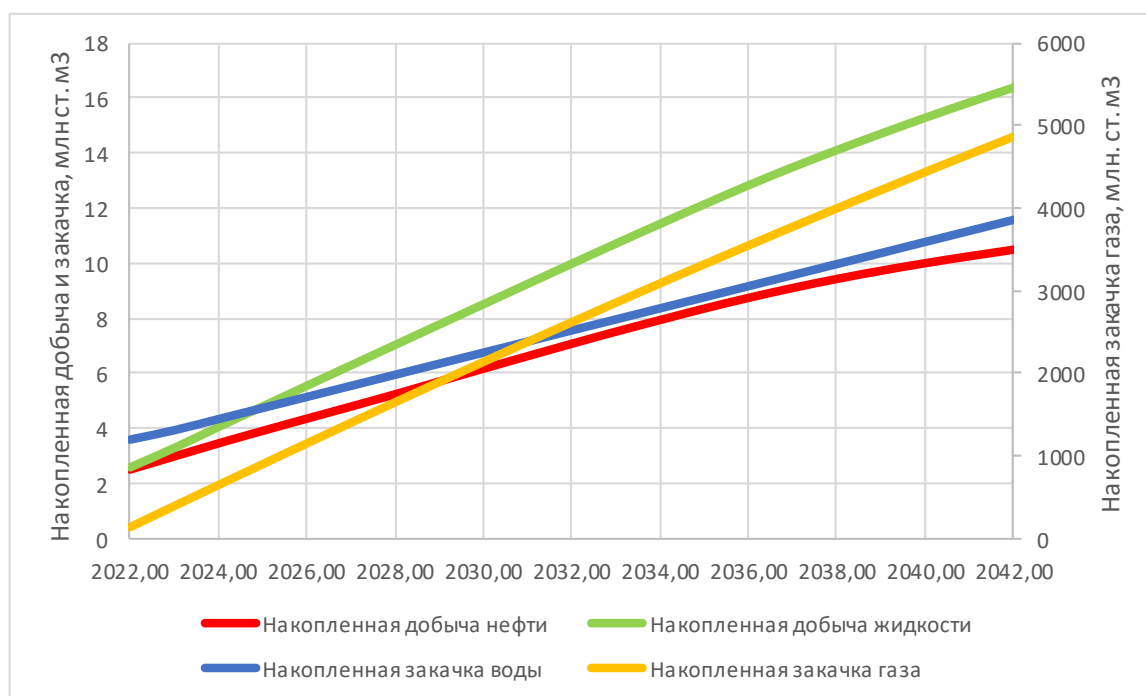


Рисунок 5.8 – Динамика накопленной добычи нефти и жидкости, а также закачки воды и углекислого газа при водогазовом воздействии



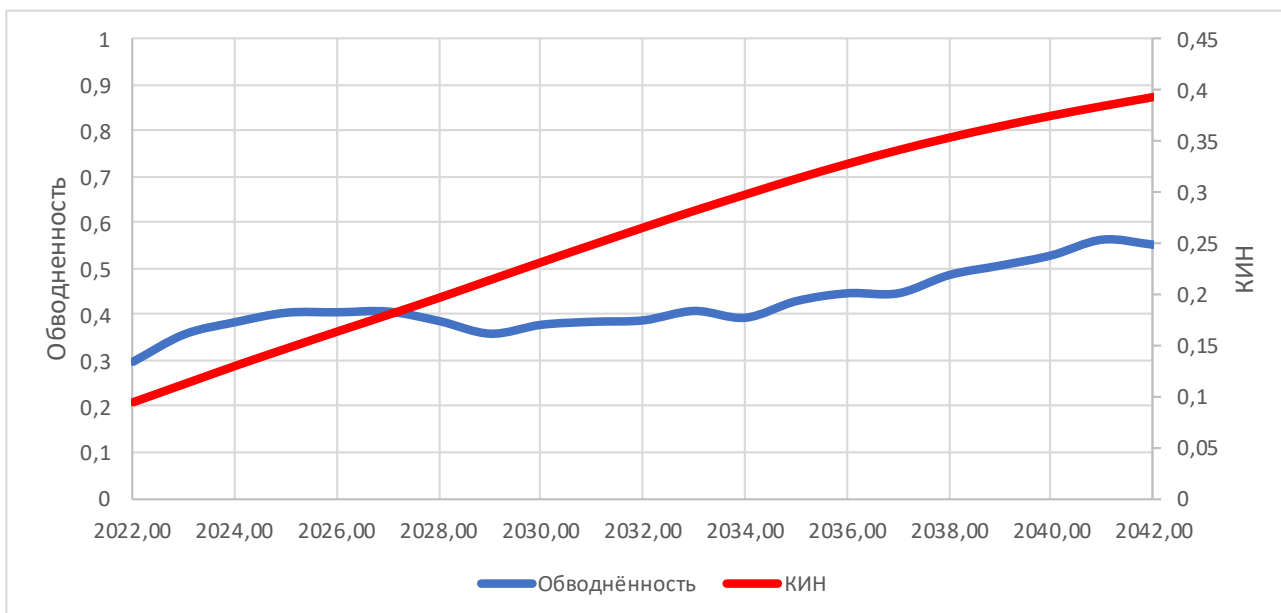


Рисунок 5.9 – Динамика обводненности и коэффициента извлечения нефти при водогазовом воздействии

Таким образом, применение одного углекислого газа в качестве вытесняющего агента позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 0,03 (8,8 %), а в случае применения углекислого газа совместно с водой на 0,05 (14,7 %).

При нагнетании только диоксида углерода наблюдается более высокий уровень добычи нефти до 2031 года, после чего годовая добыча нефти уменьшается в 2,5 раза. Это можно объяснить тем, что углекислый газ в пластовых условиях обладает вязкостью меньшей, чем пластовая вода (вязкость воды составляет 3,5 мПа\*с), и в определенный момент  $\text{CO}_2$  достигает добывающие скважины по более проницаемым пропласткам, тем самым снижая дебит жидкости и дебит нефти, в частности.

При водогазовом воздействии уровень добычи является наиболее стабильным среди рассмотренных вариантов, и к 2042 году он превосходит уровень добычи базового варианта. Оторочка  $\text{CO}_2$  способствует увеличению нефтеотдачи, а оторочка воды способствует повышению стабильности

вытеснения и предотвращению преждевременных прорывов диоксида углерода к добывающим скважинам.

Исходя из вышеизложенного наиболее эффективным для рассматриваемого месторождения будет нагнетание в пласт диоксида углерода посредством водогазового воздействия.

## **5.2 Конфигурация водогазового воздействия**

Основным параметром, влияющим на эффективность водогазового воздействия, является отношение объемов закачиваемой воды и углекислого газа. Увеличение объема оторочки воды способствует к формированию более стабильного и равномерного вытеснения, однако слишком сильное уменьшение объема оторочки углекислого газа может привести к тому, что эффект от растворения  $\text{CO}_2$  в нефти будет незначительным. В обратном случае, когда оторочка углекислого газа значительно больше оторочки воды, вытеснение становится нестабильным, и водогазовое воздействие становится схожим с непрерывной закачкой диоксида углерода.

Для оценки соотношения объемов оторочек воды и углекислого газа была выполнена серия расчетов, в которых изменение объемов оторочек производилось при помощи изменения периодов закачки воды и углекислого газа.

Доля объема оторочки углекислого газа в общем объеме цикла изменялась от 0,1 до 0,9. Случай, когда доля оторочки  $\text{CO}_2$  равна нулю, соответствует базовому варианту с закачкой воды. Случай с долей оторочки углекислого газа равной единице соответствует непрерывной закачке  $\text{CO}_2$ . Зависимость коэффициента извлечения нефти от доли объема оторочки диоксида углерода приведена на Рисунке 5.10, а основные показатели в Таблице 5.1.

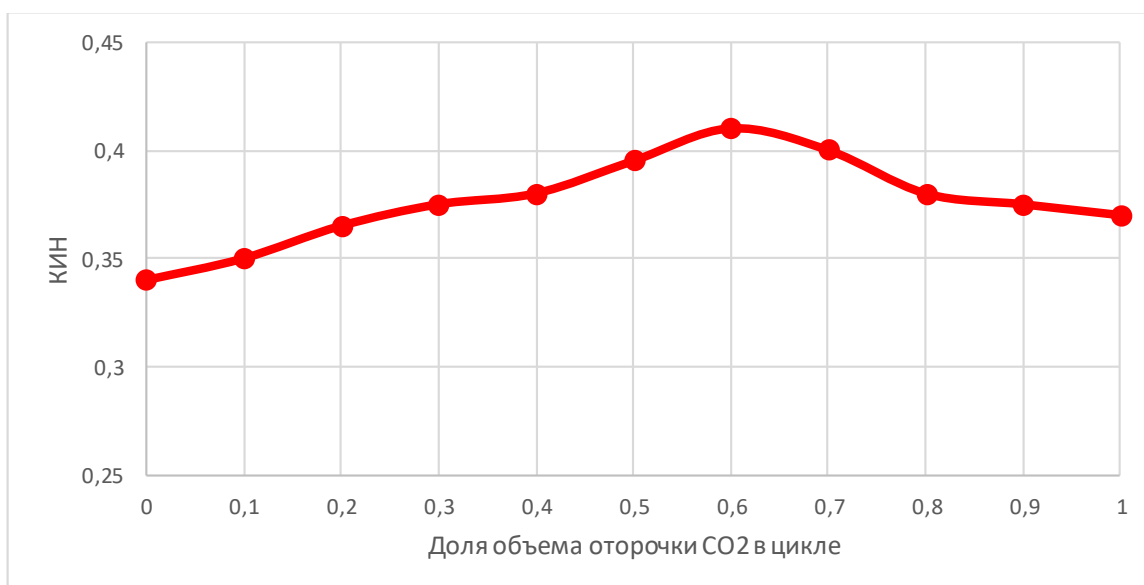


Рисунок 5.10 – Зависимость коэффициента извлечения нефти от доли объема оторочки CO<sub>2</sub>

Таблица 5.1 – Влияние доли объема оторочки CO<sub>2</sub> на основные показатели

| Доля CO <sub>2</sub>                             | 0,0   | 0,1   | 0,2   | 0,3   | 0,4   | 0,5   | 0,6   | 0,7   | 0,8   | 0,9   | 1,0   |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Накопленная добыча нефти, млн. м <sup>3</sup>    | 9,1   | 9,3   | 9,7   | 10,0  | 10,1  | 10,6  | 10,9  | 10,7  | 10,1  | 10,0  | 9,8   |
| Накопленная добыча жидкости, млн. м <sup>3</sup> | 16,6  | 16,5  | 16,5  | 16,4  | 16,3  | 16,3  | 15,9  | 15,4  | 14,2  | 13,7  | 13,4  |
| Накопленная закачка воды, млн. м <sup>3</sup>    | 19,2  | 17,3  | 15,4  | 13,4  | 11,5  | 9,1   | 7,7   | 5,9   | 3,8   | 1,8   | 0,0   |
| Накопленная закачка газа, млрд. м <sup>3</sup>   | 0,0   | 1,0   | 2,0   | 3,0   | 3,9   | 4,9   | 5,9   | 6,9   | 7,9   | 8,9   | 9,9   |
| Обводненность, доли ед.                          | 0,72  | 0,69  | 0,62  | 0,6   | 0,58  | 0,55  | 0,52  | 0,48  | 0,4   | 0,36  | 0,31  |
| КИН, доли ед.                                    | 0,341 | 0,352 | 0,366 | 0,375 | 0,383 | 0,393 | 0,410 | 0,401 | 0,382 | 0,376 | 0,371 |

По результатам моделирования можно отметить, что увеличение доли углекислого газа до определенного значения способствует увеличению нефтеотдачи преимущественно за счет расширения нефти при растворении в ней CO<sub>2</sub> и снижения доли остаточной нефтенасыщенности. Вариант водогазового воздействия с долей объема диоксида углерода равной 0,6 характеризуется наибольшей накопленной добычей и, соответственно, наибольшим коэффициентом извлечения нефти. При дальнейшем увеличении доли углекислого газа в цикле накопленная добыча нефти снижается. Это связано с

тем, что увеличение доли  $\text{CO}_2$  приводит к снижению стабильности вытеснения нефти и ранним прорывам углекислого газа к забоям добывающих скважин.

Таким образом, наиболее эффективным способом закачки углекислого газа на рассматриваемом месторождении является водогазовое воздействие с долей объема диоксида углерода в цикле равной 0,6. Данный способ нагнетания  $\text{CO}_2$  в пласт приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи на 0,07 в абсолютных значениях или на 20,5 %.

## **6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Экономическая оценка закачки углекислого газа выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» [5].

Основные показатели экономической эффективности инвестиционного проекта:

- Внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

- Дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

- Чистый дисконтированный доход (NPV) - сумма прибыли от реализации продукции и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, приведенная к начальному году по ставке дисконта 15%.

- Индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

В качестве базового года для расчетов выбран 2022 год. Курс доллара принят равным 65 рублей за доллар. В соответствии с Министерством экономического развития и торговли РФ цена на нефть на внешнем рынке была принята равной 71 доллар за баррель. Цена нефти на внутреннем рынке принята

20000 рублей за тонну. Для дальнейшего проведения расчетов было принято, что на внутреннем рынке реализуется 70% полученной нефти, а 30% на внешнем рынке.

Расчет стоимости закачки углекислого газа выполнен с использованием методики К. И. Сидоровой, основанной на опытных данных с месторождений США [29].

Капитальные затраты (К) по проекту включают в себя стоимость:

- бурения и освоения новых скважин;
- приобретения добычного, нагнетательного и прочего оборудования;
- переоборудования уже имеющихся скважин;
- приобретения оборудования для переработки CO<sub>2</sub>.

Текущие затраты (Т) состоят из:

- затрат на сырье и материалы;
- затрат на оплату труда;
- стоимости технического обслуживания оборудования;
- стоимости текущего ремонта скважин.

Приобретение нового добычного оборудования, млн. руб.:

$$K_{\text{об.доб}} = 36,049 * e^{0,00014d} \quad (6.1)$$

где d - глубина скважины, м

$$K_{\text{об.доб}} = 5 * 36,049 * e^{0,00014 * 2500} = 255,8 \text{ млн.руб}$$

Приобретение нового нагнетательного оборудования, млн. руб.:

$$K_{\text{об.нагн}} = 33,132 * e^{0,00009d} \quad (6.2)$$

$$K_{\text{об.нагн}} = 2 * 33,132 * e^{0,00009 * 2500} = 83,0 \text{ млн.руб}$$

Переоборудование скважин, млн. руб.:

$$K_{п/об} = 0,5 * K_{об.(доб.и нагн.)} \quad (6.3)$$

$$K_{п/об} = 0,5 * (255,8 + 83,0) = 169,4 \text{ млн.руб}$$

Приобретение оборудования для переработки CO<sub>2</sub>, млн. руб.:

$$\log_{10}(K_{CO_2}) = 0,851 + 0,7519 \log_{10}(N * q_{пер}/28300) \quad (6.4)$$

где N – количество добывающих скважин, шт.

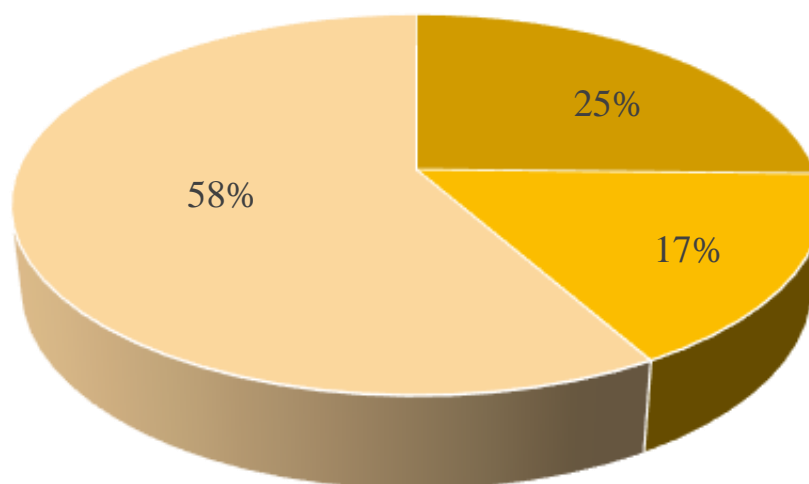
q<sub>пер</sub> – объемы перерабатываемого CO<sub>2</sub>, м<sup>3</sup>/день

$$K_{CO_2} = 10^{(0,851 + 0,7519 * \log_{10}(5 * 800000 / 28300))} = 293,6 \text{ млн.руб}$$

Эксплуатационные затраты закачки CO<sub>2</sub>, руб./т:

$$T_{экспл.и т/о} = 26,878 * e^{0,00011d} \quad (6.5)$$

$$T_{экспл.и т/о} = 26,878 * e^{0,00011 * 2500} = 167,5 \text{ руб./т}$$



- Переоборудование добывающих скважин
- Переоборудование добывающих скважин
- Оборудование для переработки CO<sub>2</sub>

Рисунок 6.1 – Структура капитальных затрат

Операционные затраты, связанные с добычей и первичной подготовкой нефти, приняты равными 8500 руб/т. Средняя ставка налога на добычу полезных ископаемых принята равной 18219 руб./т. Налог на добавленную стоимость составляет 20 % от добавленной стоимости. Налог на прибыль составляет 20 % от балансовой прибыли.

Результаты расчетов чистого дисконтированного дохода на период в 20 лет представлены в Таблица 6.1 и на Рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Результаты расчетов

| Год  | Добыча нефти, т | Закачка CO <sub>2</sub> , т | Выручка, млн. руб | CAPEX, млн. руб | OPEX, млн. руб | Налоги, млн. руб | NCF, млн. руб | DCF, млн. руб | CumDCF, млн. руб |
|------|-----------------|-----------------------------|-------------------|-----------------|----------------|------------------|---------------|---------------|------------------|
| 2022 | 8526            | 98280                       | 235,4             | 463,0           | 75,3           | 126,7            | -429,7        | -429,7        | -429,7           |
| 2023 | 8217            | 147421                      | 226,8             |                 | 81,4           | 130,2            | 15,3          | 13,3          | -416,4           |
| 2024 | 12761           | 147434                      | 352,3             |                 | 112,8          | 206,8            | 32,7          | 24,7          | -391,7           |
| 2025 | 23838           | 146331                      | 658,1             |                 | 189,0          | 393,8            | 75,2          | 49,5          | -342,2           |
| 2026 | 32634           | 145774                      | 900,9             |                 | 249,6          | 542,3            | 109,0         | 62,3          | -279,9           |
| 2027 | 45835           | 145081                      | 1265,4            |                 | 340,6          | 765,1            | 159,6         | 79,4          | -200,5           |
| 2028 | 99894           | 144726                      | 2757,7            |                 | 713,7          | 1677,3           | 366,7         | 158,6         | -42,0            |
| 2029 | 103236          | 142702                      | 2850,0            |                 | 736,4          | 1733,9           | 379,8         | 142,8         | 100,8            |
| 2030 | 112803          | 141238                      | 3114,1            |                 | 802,2          | 1895,4           | 416,6         | 136,2         | 237,0            |
| 2031 | 136841          | 139615                      | 3777,7            |                 | 967,8          | 2301,1           | 508,8         | 144,6         | 381,6            |
| 2032 | 133705          | 138316                      | 3691,2            |                 | 946,0          | 2248,3           | 497,0         | 122,8         | 504,5            |
| 2033 | 143368          | 135788                      | 3957,9            |                 | 1012,2         | 2411,5           | 534,3         | 114,8         | 619,3            |
| 2034 | 140259          | 133681                      | 3872,1            |                 | 990,4          | 2359,1           | 522,6         | 97,7          | 717,0            |
| 2035 | 144931          | 131592                      | 4001,1            |                 | 1022,3         | 2438,1           | 540,7         | 87,9          | 804,9            |
| 2036 | 126043          | 130114                      | 3479,7            |                 | 891,7          | 2119,4           | 468,5         | 66,2          | 871,1            |
| 2037 | 103063          | 127654                      | 2845,2            |                 | 732,7          | 1731,8           | 380,8         | 46,8          | 917,9            |
| 2038 | 59376           | 125537                      | 1639,2            |                 | 430,8          | 994,7            | 213,7         | 22,8          | 940,7            |
| 2039 | 70591           | 123515                      | 1948,8            |                 | 507,9          | 1184,1           | 256,8         | 23,9          | 964,6            |
| 2040 | 67439           | 122135                      | 1861,8            |                 | 485,9          | 1131             | 244,9         | 19,8          | 984,4            |
| 2041 | 71814           | 119898                      | 1982,6            |                 | 515,7          | 1204,9           | 261,9         | 18,4          | 1002,8           |
| 2042 | 75325           | 118189                      | 2079,5            |                 | 539,7          | 1264,3           | 275,6         | 16,8          | 1019,6           |



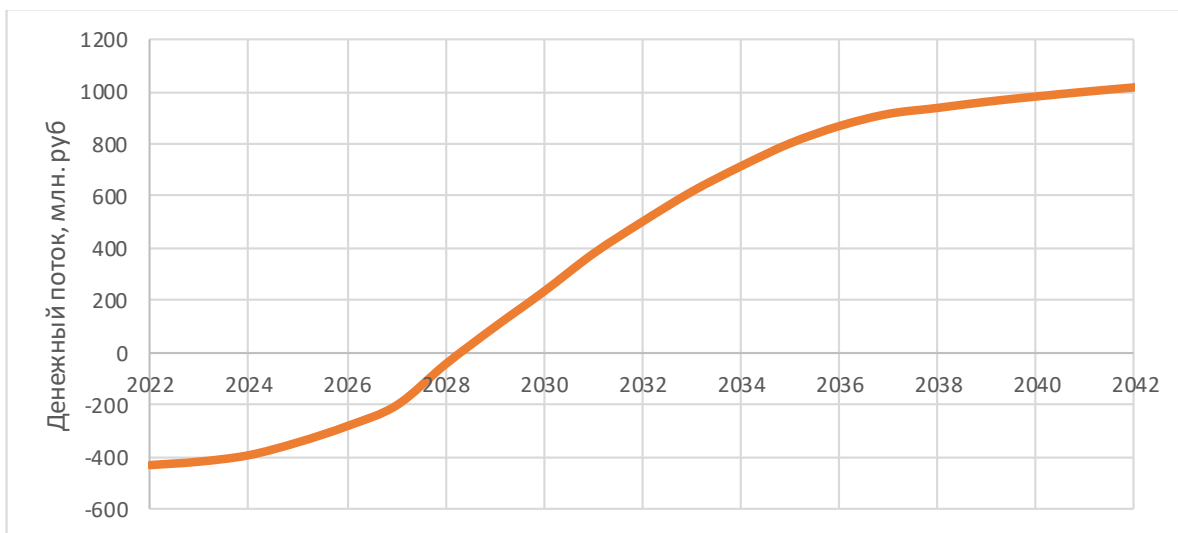


Рисунок 6.2 – График чистого дисконтированного дохода

Внутренняя норма рентабельности проекта составляет 33 %. Дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений равен восьми годам. Индекс доходности дисконтированных инвестиций равен 3,3. Чистый дисконтированный доход проекта составляет 1,02 млрд. руб.

Таким образом, опираясь на полученные экономические показатели, можно сделать вывод о том, что проект по закачке углекислого газа на месторождении X является экономически эффективным.

## **7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Компьютеры с установленным специальным программным обеспечением используются для создания цифровых моделей и моделирования проектных решений. Компьютерами комплектуются офисные помещения, расположенные в офисных центрах, научно-исследовательских центрах, административных зданиях нефтегазовых компаний. Место выполнения работ не имеет конкретной административной или географической привязки, основными требованиями к месту являются наличие электросети, стабильных сотовой связи и интернета. Как реальными, так и потенциальными пользователями разрабатываемого решения являются сотрудники научно-исследовательских и проектных институтов и центров нефтегазовых компаний.

Актуальность работы связана с ростом количества офисных сотрудников нефтегазовых компаний, работа которых непосредственно связана с компьютерами. Данный вид деятельности, как и любой другой связан с потенциальным вредом и рисками для здоровья работников. Исследование опасных и вредных производственных факторов позволяет снизить их влияние и сделать производственный процесс более безопасным. Помимо этого, изучение потенциальных источников загрязнения позволяет повысить экологическую безопасность предприятия.

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

#### **7.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

##### **Режим рабочего времени**

В соответствии со статьей № 100 Трудового кодекса Российской Федерации (ТК РФ) режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная с двумя выходными днями), продолжительность рабочей смены, время начала и окончания работы, время

перерывов в работе. Все эти данные устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями.

### **Защита персональных данных работника**

В соответствии со статьей № 86 ТК РФ для обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать следующие общие требования: обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, получении образования и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества; все персональные данные работника следует получать у него самого; защита персональных данных работника от неправомерного их использования или утраты должна быть обеспечена работодателем за счет его средств в порядке, установленном настоящим Кодексом и иными федеральными законами; работники и их представители должны быть ознакомлены под роспись с документами работодателя, устанавливающими порядок обработки персональных данных работников, а также об их правах и обязанностях в этой области; работники не должны отказываться от своих прав на сохранение и защиту тайны; работодатели, работники и их представители должны совместно вырабатывать меры защиты персональных данных работников [10].

### **Оплата и нормирование труда**

В соответствии со статьей № 135 ТК РФ заработная плата работнику устанавливается трудовым договором в соответствии с действующими у данного работодателя системами оплаты труда. Системы оплаты труда, включая размеры тарифных ставок, окладов (должностных окладов), доплат и надбавок

компенсационного характера, системы доплат и надбавок стимулирующего характера и системы премирования, устанавливаются коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Условия оплаты труда, определенные коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами, не могут быть ухудшены по сравнению с установленными трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права [10].

В соответствии со статьей № 136 ТК РФ заработная плата выплачивается работнику, как правило, в месте выполнения им работы либо переводится в кредитную организацию, указанную в заявлении работника, на условиях, определенных коллективным договором или трудовым договором. Место и сроки выплаты заработной платы в неденежной форме определяются коллективным договором или трудовым договором [10].

### **Виды компенсаций при работе во вредных условиях труда**

В соответствии со статьей № 146 ТК РФ оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере [10].

### **7.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны**

Эргономические требования определяют правила организации рабочего места (в частности, конструкцию и размещение устройств компьютера), обеспечивающие удобную и комфортную работу пользователя и исключение вредных физических нагрузок на его организм.

Согласно ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009 проектированию рабочего места должен предшествовать анализ производственных заданий, для выполнения которых оно предназначено. В результате такого анализа получают информацию о выполняемых заданиях и подзаданиях и об использовании необходимого оборудования. Рабочие станции должны давать возможность предполагаемым пользователям выполнять поставленные задачи эффективно и с комфортом. Организация рабочего места, производственные задания и офисная мебель должны обеспечивать возможность изменения рабочей позы [4].

Главными факторами, определяющими конфигурацию рабочей станции, являются сиденье, рабочая поверхность, угол зрения, высота клавиатуры, зазор над коленом, наклон предплечья и высота подлокотника.

Для создания рабочей зоны, предназначенной для работы в положении сидя следует использовать следующую эталонную информацию:

- бедра расположены приблизительно в горизонтальной позиции, а ноги от колена до ступни - в вертикальной позиции; высота сиденья должна равняться длине голени пользователя до подколенной области или быть немного меньше;
- плечо расположено вертикально, предплечье - горизонтально;
- позвоночник расположен вертикально;
- ступня составляет угол в  $90^\circ$  по отношению к подколенной части ноги;
- скручивание верхней части туловища отсутствует;
- линия зрения заключена между горизонталью и  $60^\circ$  ниже горизонтали.

## 7.2 Производственная безопасность

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

| Факторы<br>(ГОСТ 12.0.003-2015)   | Эксплуатация | Нормативные документы   |
|---|--------------|---|
| Недостаточная освещенность рабочей зоны   | +            | СП 52.13330.2016<br>Естественное и искусственное освещение  |
| Повышенный уровень шума   | +            | ГОСТ 12.1.003-2014<br>ССБТ Шум. Общие требования безопасности   |
| Отклонение показателей микроклимата   | +            | СанПиН 1.2.3685-21<br>Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания |
| Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека | +            | ГОСТ 12.0.003-2015<br>ССБТ Опасные и вредные производственные факторы   |

### Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность может возникнуть в результате недостаточного количества световых проемов и осветительных приборов, а также их низкой производительности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Работа за персональным компьютером относится к зрительной работе высокой точности. Согласно СП 52.13330.2016 освещенность должна находиться в пределах 200 – 500 лк, объединенный показатель дискомфорта UGR должен быть не более 25, коэффициент пульсации освещенности  $K_{п}$  не более 15 % [9].

Для снижения негативного воздействия данного фактора следует поддерживать постоянным местное освещение, установленного в нормативных

документах. Для этого следует использовать как стационарные осветительные приборы, так и переносные светильники, и лампы.

### **Повышенный уровень шума**

На рабочем месте шум может быть создан как в результате кратковременного излучения стационарного или движущегося источника, так и в результате непрерывного излучения стационарного источника. В исследуемой работе основным источником фонового шума является работающий компьютер.

Внезапные шумы высокой интенсивности, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Постоянный шум оказывает раздражающее влияние, снижает внимательность, повышает утомляемость, в результате чего растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. Также длительное воздействие шума способствует развитию тугоухости и может привести к полной потере слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 в офисном помещении, где осуществляется умственная деятельность, требующая постоянной концентрации, уровень шума не должен превышать 65 дБ [1].

Для защиты от шума могут использоваться изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения, поглощающие или ослабляющие звуковое излучение, а также средства индивидуальной защиты органа слуха.

### **Отклонение показателей микроклимата**

Отклонение показателей микроклимата может быть вызвано источниками локального тепловыделения, охлаждения или влаговыведения (нагретые устройства и приборы, окна, дверные проемы, большое скопление людей).

Низкая температура в помещении может привести к снижению иммунитета, возникновению простудных и респираторных заболеваний. Высокая температура может привести к снижению работоспособности и внимательности, что может привести к травматизму.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 температура воздуха в помещении должна находиться в пределах 22 – 24 °С, температура поверхностей 21 – 25 °С, относительная влажность воздуха 40 – 60 %, скорость движения воздуха не должна превышать 0,1 м/с [7].

Для поддержания микроклиматических условий в нормативных значениях следует использовать системы вентиляции, увлажнения, отопления и кондиционирования воздуха.

### **Расчет воздухообмена в общественных помещениях**

В общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO<sub>2</sub>). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его. Количество углекислого газа в зависимости от возраста человека и выполняемой работы приведены в таблице 2. В исследуемом помещении находится 15 взрослых людей, выполняющих легкую в физическом плане работу.

Таблица 7.2 –Количество углекислоты, выделяемой человеком при разной работе

| Возраст человека и характер работы | Количество CO <sub>2</sub> |     |
|------------------------------------|----------------------------|-----|
|                                    | g <sub>co2</sub>           |     |
|                                    | л/ч                        | г/ч |
| Взрослые: при физической работе    | 45                         | 68  |
| при легкой работе (в учреждениях)  | 23                         | 35  |
| в состоянии покоя                  | 23                         | 35  |
| Дети до 12 лет                     | 12                         | 18  |



Количество CO<sub>2</sub>, выделяемое всеми работниками:

$$G = N_{\text{людей}} g_{\text{CO}_2} \quad (7.1)$$

где

$G$ , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;

$N_{\text{людей}}$  – количество одновременно находящихся в помещении людей;

$g_{\text{CO}_2}$ , г/ч – количество CO<sub>2</sub>, выделяемое одним человеком.

$$G = 15 * 35 = 525 \text{ г/ч}$$

Потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 * G}{x_{\text{в}} - x_{\text{н}}} \quad (7.2)$$

где

$L$ , м<sup>3</sup> /ч – потребный воздухообмен;

$x_{\text{в}}$ , мг/м<sup>3</sup> – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;

$x_{\text{н}}$ , мг/м<sup>3</sup> – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

$$L = \frac{1000 * 525}{9000 - 1000} = 65,625 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность воздухообмена:

$$n = \frac{L}{V} \quad (7.3)$$

где  $V$  – внутренний объем помещения, м<sup>3</sup>.

$$n = \frac{65,625}{8 * 25 * 2,5} = 0,13125 \text{ ч}^{-1}$$

Данное значение кратности воздухообмена является допустимым согласно СП 2.2.3670-20 [8].

## **Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека**

Источником данного производственного фактора является электрический ток, вызываемый вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого может попасть рабочий.

При прохождении электрического тока через живые ткани он оказывает термическое, электролитическое и биологическое воздействия. Это приводит к различным нарушениям в организме, вызывая как местные повреждения тканей и органов, так и общее повреждение организма. Небольшие токи до 5 мА вызывают лишь неприятные ощущения. При длительном воздействии больших токов (10-15 мА) человек может получить различного рода электротравмы, самой тяжелой из которых является электрический удар – поражение внутренних органов человека.

Согласно ГОСТ 32144-2013 предельное отклонение в России не должно превышать отметку в 10% от номинального. Для сети 230 В – это 207 – 253 Вольта, для сети 400 В – это 360 – 440 Вольт [2].

Для стабилизации напряжения используется соответствующее оборудование – стабилизаторы, выравнивающие напряжение до номинального значения. В случае значительного отличия входного напряжения от номинального значения происходит отключение питания от сети.

### **7.3 Экологическая безопасность**

Источником загрязнения окружающей среды на рассматриваемом рабочем месте являются отходы при поломке оргтехники, израсходованные люминесцентные лампы и аккумуляторы.

Согласно ГОСТ Р 53692-2009 сломанная оргтехника относится к IV классу опасности и подлежит специальной утилизации. Данный тип отходов следует утилизировать, в результате чего только 10% отправится на свалку [3].

Аккумуляторы относятся ко II классу опасности, так как они содержат тяжелые металлы, щелочи, кислоты и прочие опасные вещества. У них высокая степень вредного воздействия на природу, они приводят к серьезному нарушению экологического баланса в окружающей среде. Последствия влияния веществ класса II настолько велики, что природе потребуется не менее 30 лет для восстановления. В связи с этим, их утилизацию необходимо осуществлять с соблюдением всех нормативных документов.

Люминесцентные лампы относятся ко II классу опасности, поскольку в их состав входит ртуть. Для них характерна наиболее значительная степень вредного воздействия на окружающую среду. Они приводят к кардинальному изменению экологической составляющей, восстановительный период отсутствует. Переработка люминесцентных ламп должна проводиться в соответствии с лицензией и требованиями Законодательства РФ.

## **7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Анализ возможных ЧС**

К возможным техногенным ЧС следует отнести пожары, вызванные неисправностями в электрических сетях, нарушениями технологического режима и мер пожарной безопасности, а также взрывы, связанные с газовым или иным отопительным оборудованием. Возможны и биологические ЧС – эпидемии, связанные с распространением инфекционной болезни среди рабочего персонала.

### **Наиболее типичная ЧС**

В качестве наиболее типичной ЧС можно выделить пожары, причиной которых могут быть как техногенные факторы, так и социальные. Техногенные факторы связаны с использованием неисправного электрооборудования, что может привести к короткому замыканию электропроводки. Социальные факторы

связаны с внесением в здание легко воспламеняющихся жидкостей и нарушением правил обращения с ними, использованием пиротехнических приспособлений, умышленными поджогами.

Для их предупреждения необходимо соблюдать технологические режимы производства и содержать оборудования, особенно энергетические сети в исправном состоянии.

В случае возникновения пожара следует использовать доступные средства тушения огня. Если потушить огонь в кратчайшее время невозможно, вызовите пожарную охрану предприятия (при ее наличии) или города. После этого необходимо покинуть здание, в ходе эвакуации следует быстро проходить задымленные помещения, задержав дыхание, защитив нос и рот влажной плотной тканью. В сильно задымленном помещении следует передвигаться ползком или пригнувшись.

В ходе исследования социальной ответственности проанализированы основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Изучены основные факторы производственной безопасности, произведен расчет требуемого воздухообмена, который составил  $65,625 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а также кратность воздухообмена –  $0,13125 \text{ ч}^{-1}$ , что является нормой. Выделены рекомендации по защите экологической безопасности. Проанализированы возможные ЧС и рассмотрена наиболее вероятная ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы являлось численное моделирование закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пласта для оценки эффективности данного мероприятия на месторождении X Восточной Сибири. Для выполнения данной цели были выполнены основные задачи работы.

1. Проведен анализ литературных источников, определено влияние углекислого газа на пластовые флюиды, описаны основные технологии закачки диоксида углерода в пласт.

2. Оценены технологические и геологические особенности месторождения, описаны основные петрофизические зависимости.

3. Построена геологическая модель сектора месторождения, учитывающая вертикальную и латеральную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств.

4. Построена гидродинамическая модель сектора месторождения с использованием композиционной модели пластовых флюидов, произведена адаптация модели на историю добычи.

5. При помощи численного моделирования оценена эффективность закачки нескольких технологий углекислого газа, определена конфигурация водогазового воздействия.

По совокупности технико-экономических показателей было оценено, что применение закачки углекислого газа способствует увеличению накопленной добычи, а, следовательно, и коэффициента нефтеотдачи. Проект по закачке диоксида углерода также характеризуется хорошей экономической эффективностью. За период в 20 лет дополнительно добыто 1,4 млн. т нефти, что соответствует дисконтированному доходу 1,02 млрд. руб.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Нормативные документы

1. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. 24 с.
2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. 16 с.
3. ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов. 16 с.
4. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009 Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDТ). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора. 24 с.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000 г. 421 с.
6. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. 130 с.
7. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания". 987 с.
8. СП 2.2.3670-20 Свод правил "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда". 48 с.
9. СП 52.13330.2016 Свод правил. "Естественное и искусственное освещение". 121 с.
10. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)(с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). 345 с.

## Опубликованная

11. Волков В. А. и др. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи нефти // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – 2017. – С. 31-42.
12. Галикеев Р. М., Анурьев Д. А., Харитонов Т. А. Перспективы использования CO<sub>2</sub> на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – №. 4. – С. 49-57.
13. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – Рипол Классик, 1982. – 333 с.
14. Главнов Н. Г. и др. Закачка жирного газа с целью увеличения нефтеотдачи // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – №. 2. – С. 25-29.
15. Грушевенко Е. В. и др. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Т. А. Метровой, И. Гайда – Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва. – 2021. – 158 с.
16. Грушевенко Е. В. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва. – 2021. – 40 с.
17. Гумеров Ф. М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Вести газовой науки. – 2011. – №. 2 (7). – С. 93-109.
18. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В. и Ламбин Д.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – №. 2. – С. 54-59.
19. Ермилов О. М. и др. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – 1996. – 542 с.
20. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. – Рипол Классик, 1986. – 169 с.
21. 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.

22. Махмудбеков Э. А., Вольнов А. И. Интенсификация добычи нефти и газа //М.: ВНИИОЭНГ. – 2001. – 388 с.

23. Медведев К. Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти //Recent Studies of Applied Sciences.–Kiev. – 2015. – №. 8. – С. 10-17.

24. Миловидов К. Н., Кокорев В. И. Инновационные технологии в разведке и добыче нефти: управление и эффективность: учебное пособие //Учебное пособие, Изд. МаксПресс М. – 2008. – 274 с.

25. 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 с.

26. Поваров И.А., Ковалев А.Г. и Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа. // Нефтяное хозяйство. – 1973. – №. 12. – С. 25-28.

27. Проселков Е. Б., Проселков Ю. М. Физика пласта. – 2011. – 192 с.

28. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) //учеб. пособие/ЛМ Рузин, ОА Морозюк.–Ухта: УГТУ. – 2014. – 127 с.

29. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи: дис. – Санкт-Петербургский горный университет, 2016. – 155 с.

30. Сургучев М. Л. и др. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – 1985. – 157 с.

31. 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.



32. Хромых Л. Н., Литвин А. Т., Никитин А. В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник евразийской науки. – 2018. – Т. 10. – №. 5. – С. 82.
33. Чижова Л.Н., Артюхович В.К. и Дегтярев Н.М. К оценке влияния неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти газом высокого давления. // Тр. Сев.КавНИПИнефть. – 1977. – №. 26. – С. 69-75.
34. Abdul Razag Y Zekri, Shedid A Shedid and Reyadh A Almehaideb. Experimental investigations of variations in petrophysical rock properties due to carbon dioxide flooding in oil heterogeneous low permeability carbonate reservoirs. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2013. – vol. 3. – №. 4. – P. 265-277.
35. Ali Zolghadr, Mehdi Escrochi and Shahab Ayatollahi. Temperature and Composition Effect on CO<sub>2</sub> Miscibility by Interfacial Tension Measurement. // Journal of Chemical & Engineering Data. – 2013. – vol. 58. – №. 5. – P. 1168-1175.
36. Alireza Qazvini Firouz and Farshid Torabi. Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method (Cyclic Solvent Injection) To Enhance Heavy Oil Recovery. // Proc. SPE Heavy Oil Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June, 2012. SPE-157853-MS. – P. 289-307.
37. Alklich, M. Y., Al Hammadi, K. E. First CO<sub>2</sub>-EOR Project of the Middle East, Lessons Learnt and Future Plan after Two Years of Injection // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2019. – P. 459-468.
38. Amro, M., Freese, M., Finck, M. and Jaeger, P. Effect of CO<sub>2</sub>-miscibility in EOR. // Proc. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, 8-11 March, 2015. SPE-172705-MS. – P. 1543–1557.
39. Blunt, M., Fayers, F. J., Orr, F. M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery // Energy Conversion and Management. – 1993. – Т. 34. – №. 9-11. – P. 1197-1204.
40. Christensen, J. R., Stenby, E. H, and Skauge, A. Review of WAG Field Experience. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – vol. 4. – №. 02. – P. 97-106.

41. Donaldson, E. C., Chilingarian G. V., Yen T. F. (ed.). Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. – Elsevier, 1989. – 572 p.
42. Hamed Darabi, Kamy Sepehrnoori and M. Hosein Kalaei. Modeling of Wettability Alteration Due to Asphaltene Deposition in Oil Reservoirs. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 8-10 October, 2012. SPE-159554-MS. – P. 249-262.
43. Klins, M. A., Ali S. M. Heavy oil production by carbon dioxide injection //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – T. 21. – №. 05. – P. 64-72.
44. Meng Cao and Yongan Gu. Oil recovery mechanisms and asphaltene precipitation phenomenon in immiscible and miscible CO<sub>2</sub> flooding processes. // Fuel. – 2013. – vol. 109. – P. 157-166.
45. Mungan, N. Carbon dioxide flooding—fundamentals //Heavy Crude Oil Recovery. – Springer, Dordrecht, 1984. – P. 131-176.
46. Nunez-Lopez, V., Moskal, E. Potential of CO<sub>2</sub>-EOR for near-term decarbonization //Frontiers in Climate. – 2019. – T. 1. – P. 5-13.
47. Orr, F. M., Heller, J. P., Taber, J. J. Carbon dioxide flooding for enhanced oil recovery: Promise and problems //Journal of the American Oil Chemists Society. – 1982. – T. 59. – №. 10. – P. 810-817.
48. Orr, F. M., Taber, J. J. Use of carbon dioxide in enhanced oil recovery //Science. – 1984. – T. 224. – №. 4649. – P. 563-569.
49. Potter, G. F. The Effects of CO<sub>2</sub> Flooding on Wettability of West Texas Dolomitic Formations. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, 27-30 September, 1987. SPE-16716-MS. – P. 183-191.
50. Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D. Bate Raman field immiscible CO<sub>2</sub> application: status quo and future plans //Latin American & Caribbean petroleum engineering conference. – OnePetro, 2007. – P. 778-791.
51. Seyedeh Hosna Talebian, Rahim Masoudi, Isa Mohd Tan and Pacelli Lidio Jose Zitha. Foam assisted CO<sub>2</sub>-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – vol. 120. – P. 202-215.

52. Shilov, E. et al. Huff-n-puff experimental studies of CO<sub>2</sub> with heavy oil //Energies. – 2019. – T. 12. – №. 22. – P. 430-438.
53. Tunio, S. Q., Chandio, T. A., Memon, M. K. Comparative study of FAWAG and SWAG as an effective EOR technique for a Malaysian field //Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. – 2012. – T. 4. – №. 6. – P. 645-648.
54. Verma, M. K. Fundamentals of carbon dioxide-enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR): A supporting document of the assessment methodology for hydrocarbon recovery using CO<sub>2</sub>-EOR associated with carbon sequestration. – Washington, DC: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2015. – 19 p.
55. Wei Yu, Hamid Reza Lashgari, Kan Wu and Kamy Sepehrnoori. CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs. // Fuel. – 2015. – vol. 159. – P. 354-363.
56. Whittaker, S., Perkins, E. Technical aspects of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and associated carbon storage //Global CCS institute. – 2013. – 14 p.
57. Xin Wang, Lifeng Liu, Zengmin Lun, Chengyuan Lv, Rui Wang, Haitao Wang and Dong Zhang. Effect of Contact Time and Gas Component on Interfacial Tension of CO<sub>2</sub>/Crude Oil System by Pendant Drop Method. // Journal of Spectroscopy. – 2014. – vol. 2015. – P. 1-7.
58. Yang Zhang, Yuting Wang, Fangfang Xue, Yanqing Wang, Bo Ren, Liang Zhang and Shaoran Ren. CO<sub>2</sub> foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – vol. 133. – P. 838-850.
59. Yang, C., Gu, Y. Diffusion coefficients and oil swelling factors of carbon dioxide, methane, ethane, propane, and their mixtures in heavy oil //Fluid Phase Equilibria. – 2006. – T. 243. – №. 1-2. – P. 64-73.
60. Zhou, X. et al. A critical review of the CO<sub>2</sub> huff 'n'puff process for enhanced heavy oil recovery //Fuel. – 2018. – T. 215. – P. 813-824.

## ПРИЛОЖЕНИЯ


### Приложение А (справочное)

### Basics of carbon dioxide injection


Студент:

| Группа | ФИО                                | Подпись   | Дата     |
|--------|------------------------------------|---|----------|
| 2ГМ01  | Сафроненко Александр Вячеславович. |  | 10.06.22 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись   | Дата     |
|-----------|--------------|---------------------------|---|----------|
| Доцент    | Матвеев И.В. | к.ф.-м.н.                 |  | 10.06.22 |

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

| Должность             | ФИО              | Ученая степень,<br>звание | Подпись   | Дата     |
|-----------------------|------------------|---------------------------|---|----------|
| Старший преподаватель | Макаровских А.В. | -                         |  | 10.06.22 |

## **1 BASICS OF CARBON DIOXIDE INJECTION**

Enhanced oil recovery methods (EOR) are methods aimed at improving oil recovery by using technologies that change physical and chemical properties of reservoir fluids. EOR methods are also called tertiary methods because they are mainly used during the third stage of oilfield development, however these methods can be used earlier. There are different classifications of EOR methods, the most widespread is the division of EOR into three main groups: thermal, chemical and gas methods. The choice of a method depends on many factors, including reservoir temperature and pressure, physical and chemical properties of reservoir fluids and rocks [16, 24, 28].

Gas methods are one of the main groups of EOR. Natural gas produced along with oil, nitrogen ( $N_2$ ) and carbon dioxide ( $CO_2$ ) are used as an active agent. Gas injection is the oldest proposed method of reservoir pressure maintenance. The idea of gas injection was first formulated in 1864, but it has not been widely used due to lack of knowledge. Studies of associated gas injection were carried out in the USA in the early 1950s, as a result of which a decrease in residual oil saturation was noted. A continuation of these studies was the study of carbon dioxide injection in the 1950s and 1960s. These studies confirmed the mixing of carbon dioxide and oil, as well as a decrease in residual oil [41, 45].

Gas methods are actively used all over the world, and according to the number of studies this group has already surpassed thermal methods. The most widespread application of gas injection relates to the USA, due to the presence of large natural reserves of carbon dioxide, as well as the presence of subsidies for the utilization of  $CO_2$ . In Russia, there is a growing interest in gas methods, the reason for this is the increasing share of unconventional oil as well as stricter environmental requirements for the oil industry [17, 46].

### **1.1 Physical and chemical properties of carbon dioxide**

Under standard conditions, carbon dioxide is a colorless and odorless gas. The critical pressure and temperature are 7,38 MPa and 31 °C, respectively. The critical density is 468 kg/m<sup>3</sup>. At pressure of 5,85 MPa and temperature of 20 °C the gas transforms into colorless liquid with density equal to 770 kg/m<sup>3</sup>. When significantly

cooled, carbon dioxide turns into a snowy mass of white color with a density of  $1.65 \text{ g/cm}^3$ , which is dissolved at atmospheric pressure and temperature of  $78,5 \text{ }^\circ\text{C}$ . Pressure and temperature at the triple point are  $0,52 \text{ MPa}$  and  $-56,4 \text{ }^\circ\text{C}$ , respectively. When carbon dioxide injected into reservoirs located at depths of  $1.5 \text{ km}$  or more, carbon dioxide is predominantly in the supercritical state. The phase diagram of carbon dioxide is presented in Figure 1.1 [13, 19, 27, 54].

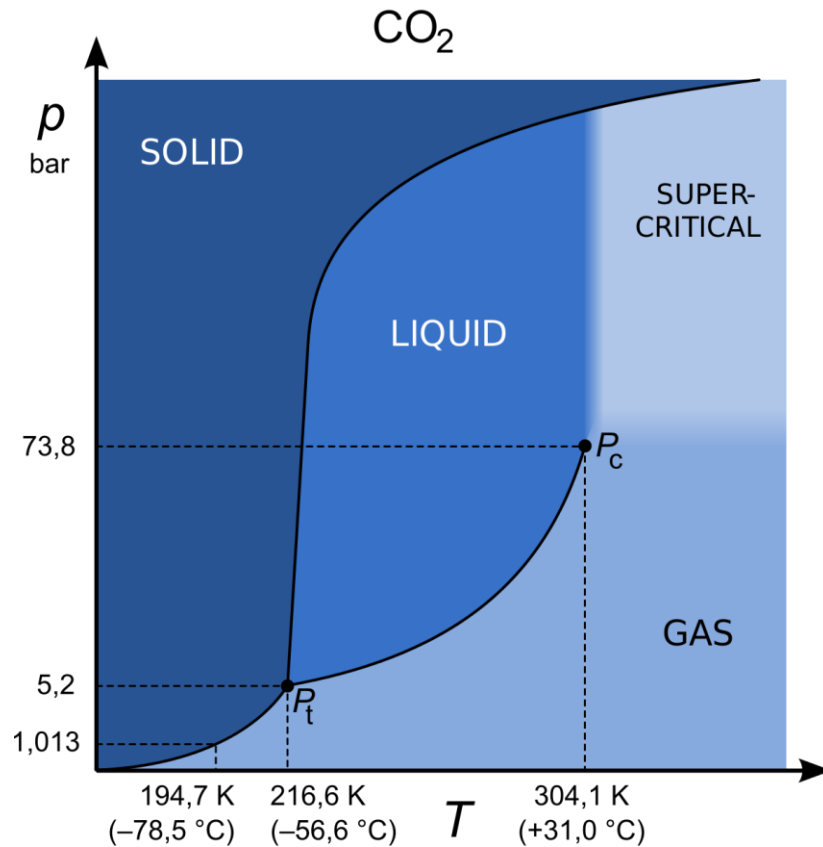


Figure 1.1 – Carbon dioxide phase diagram [54]

The density of liquid carbon dioxide varies from  $600$  to  $900 \text{ kg/m}^3$  and gaseous from  $80$  to  $200 \text{ kg/m}^3$  (Figure 1.2). Viscosity of liquid carbon dioxide varies from  $0.05$  to  $0.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  and gaseous from  $0.02$  to  $0.08 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  (Figure 1.3). Densities of oil and carbon dioxide at reservoir conditions are relatively comparable [30, 39].

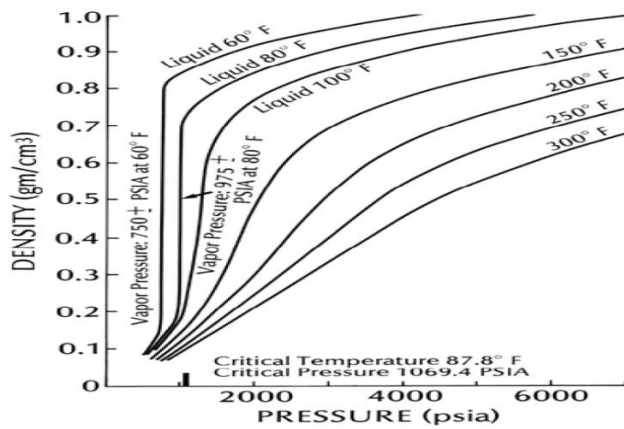


Figure 1.2 – Dependence of carbon dioxide density on temperature and pressure [45]

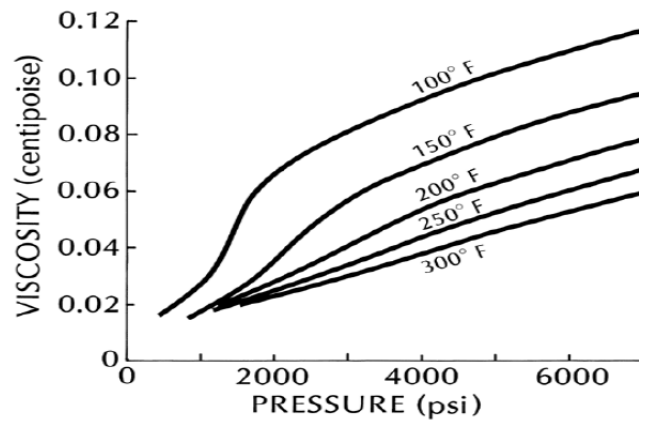


Figure 1.3 – Dependence of carbon dioxide viscosity on temperature and pressure [45]

Carbon dioxide is soluble in water and oil. Solubility in water increases with increasing pressure and decreases with increasing temperature up to 80 °C and salinity of formation water (Figure 1.4). Mass fraction of CO<sub>2</sub> dissolved in water usually does not exceed 6 % [39].

The solubility of carbon dioxide in oil is much higher than that in water. The solubility in oil depends on temperature, pressure, oil composition and molecular weight. The solubility of CO<sub>2</sub> in oil increases with increasing pressure and decreasing temperature. It also increases when the molecular weight of oil decreases. In very light oil, carbon dioxide dissolves at a pressure of 6-7 MPa. The dissolution of carbon dioxide in heavy oil may be accompanied by the precipitation of an insoluble sediment. Solubility of carbon dioxide also increases with increasing ratio of carbon dioxide volume to oil volume [20, 31].

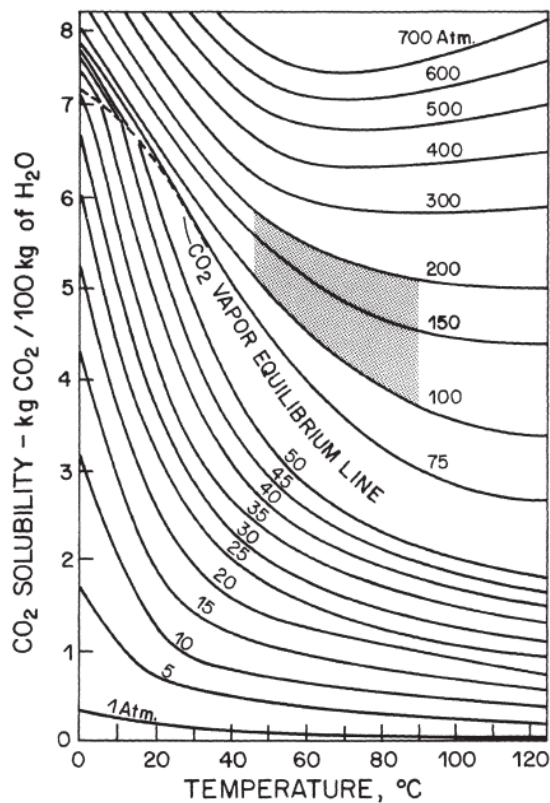


Figure 1.4– Solubility of carbon dioxide in water [45]

In the miscible displacement process, there is a multi-contact exchange of components between the injected gas and oil. As a result, the interface between the phases disappears and the composition of the phases becomes the same. This phenomenon starts to be realized at a certain pressure, which is called the minimum miscibility pressure (MMP). MMP depends on oil composition and reservoir conditions. MMP can be determined in several ways. The first method is laboratory oil displacement tests performed on a model in the form of a thin tube filled with sand (Figure 1.5). For each test, the sand in the tube is soaked in oil and brought to a certain pressure and temperature. The displacement agent is then injected and the oil displacement ratio is determined. To determine if miscibility is achieved, the curve shown in Figure 1.6 is plotted. The graph shows the dependence of displacement factor on pressure. The sharp bend in the curve shows that the immiscible displacement changed to miscible as the pressure increased. The recovery in the mixing region is typically 90-95% [41, 48].



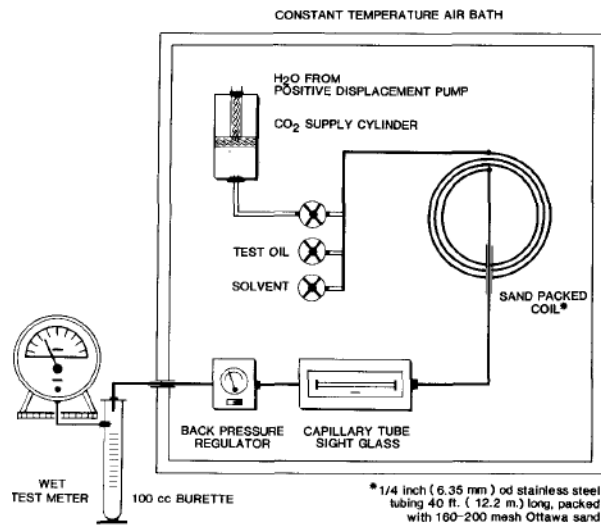


Figure 1.5 – Schematic diagram of the device for determining MMP [41]

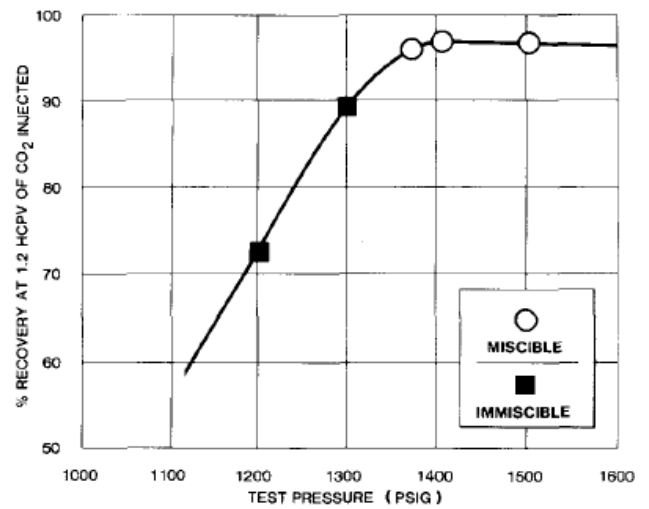


Figure 1.6 – Results of a laboratory study [41]

Nomograms (Figure 1.7) as well as correlations can be used for the primary assessment of MMP (Cronquist (1977), Yellig and Metcalfe (1980), Johnson and Pollin (1981), Glaso (1985), Yuan et al. (2005)).

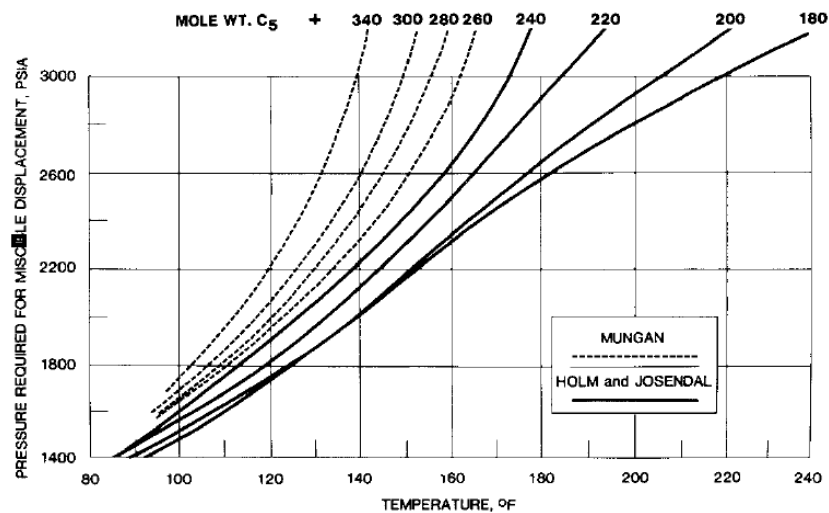


Figure 1.7 – Nomogram of carbon dioxide (After Holm and Josendal, 1982) [45]

## 1.2 Interaction of carbon dioxide with reservoir fluids and rocks

Dissolution of carbon dioxide in oil is accompanied by a significant decrease in its viscosity. The magnitude of the change in viscosity depends on the composition of the oil. The viscosity decreases most in heavy oil. Also, the relative change in

viscosity when gas dissolves in oil, the greater the initial viscosity of the oil (Figure 1.8). The decrease in viscosity increases the phase permeability of the oil and contributes to more stable displacement by changing the mobility coefficient [13, 36].

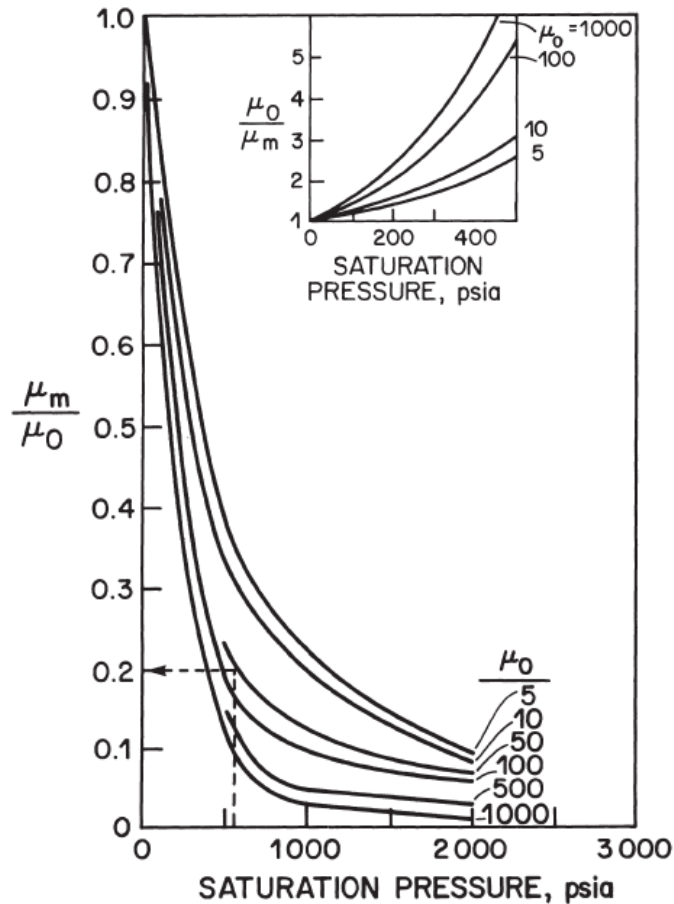


Figure 1.8 – Dependence of the ratio of oil viscosities on MMP [45]

In addition to changes in viscosity, carbon dioxide dissolution in oil is accompanied by oil swelling, the degree of which depends on the amount of dissolved gas, oil composition and reservoir conditions. Often, carbon dioxide contributes to the greatest swelling of oil relative to other gases. The change in the volume of oil varies from 10 to 40%. An increase in the proportion of light components in the oil composition contributes to greater volumetric expansion. The presence of impurities in the injected carbon dioxide gas leads to a decrease in the value of oil expansion, the reason for this is the decrease in solubility of carbon dioxide in oil. Swelling of oil also leads to expansion and mobilization of residual oil, as well as increasing oil saturation

and increasing oil phase permeability, which contributes to additional oil recovery [47, 59].

Dissolution of gas in oil leads to a decrease in interfacial tension at the oil-gas interface. Movement of fluids in porous media depends on capillary pressure, which is determined by the value of interfacial tension, the radius of the capillary and the wetting angle. The impact aimed at reducing the interfacial tension contributes to increasing oil recovery [17].

With increasing pressure, the interfacial tension decreases, this is mainly due to increasing solubility of carbon dioxide in the oil. The dependence of interfacial tension on temperature is ambiguous. Some studies have found that the interfacial tension decreases with increasing temperature at low pressures and increases at high pressures. This phenomenon is also associated with different changes in the solubility of carbon dioxide in oil with increasing temperature at different pressures: increase at low pressures and decrease at high pressures [35, 38]. The interfacial tension is also determined by the composition of gas and oil. Increasing the share of methane in oil and reducing the share of ethane-decane is accompanied by an increase in the interfacial tension, and the dissolution of carbon dioxide in oil leads to a decrease in the interfacial tension [57].

Thus, the displacement of oil with carbon dioxide is accompanied by a decrease in interfacial tension and, as a consequence, a decrease in capillary forces, which contributes to the reduction of residual oil [45].

Dissolution of carbon dioxide in water is accompanied by an increase in water viscosity. The greater the concentration of carbon dioxide in the water, the more this phenomenon occurs. As the viscosity of water increases, the mobility coefficient decreases and the oil displacement process becomes more stable [27].

The negative effect of dissolving carbon dioxide in oil can be the precipitation of asphaltenes. Asphaltenes are the most high-molecular-weight components of oil and do not dissolve in low-molecular-weight alkanes. Dissolution of carbon dioxide in oil, exactly as well as dissolution of hydrocarbon gases leads to a change in concentrations of components, as a result of which the stability of asphaltenes dispersion in oil

decreases and precipitation is observed [30, 41]. Asphaltene precipitation occurs when a certain value of carbon dioxide concentration in oil is reached, which depends on oil composition and reservoir conditions. With further increase of CO<sub>2</sub> concentration, the amount of asphaltenes precipitated increases. Asphaltene deposition in the rock leads to deterioration of reservoir properties such as permeability and porosity. This phenomenon negatively affects oil recovery [37].

When carbon dioxide is injected into the formation, it may interact with formation water, which leads to formation of carbonic acid, resulting in lower pH of formation water, i.e. increasing its acidity. The formed acid interacts with carbonate minerals, dissolving them. As a consequence of this phenomenon, an increase in porosity and permeability is observed. Also the chemical interaction of carbon dioxide with clays leads to their compression and prevents swelling [30, 34].

Carbon dioxide displacement of oil can change the wettability of reservoir rocks. Depending on wettability, rocks are divided into three groups: hydrophilic, hydrophobic and those with intermediate wettability. Wettability depends on the composition of reservoir fluids, mineral composition of reservoir rocks, presence and composition of clays, reservoir conditions, etc. Rock wettability determines phase permeability of fluids, therefore, its change can increase or decrease oil recovery [13, 45].

Some works note an increase in rock hydrophilicity during carbon dioxide injection, which resulted in improved oil displacement and decreased residual oil saturation [49]. There are also works that describe a change in rock wettability from hydrophilic to hydrophobic. The reason for this is the precipitation of asphaltene deposits from oil [42].

### **1.3 Displacement of oil with carbon dioxide**

Unlike water, oil displacement with carbon dioxide can occur either as an immiscible or as a miscible process. The oil displacement process depends on the composition of oil and displacing fluid, reservoir conditions, reservoir rock properties, etc.

In miscible displacement, there is complete mutual solubility of oil and displacing agent, when there are no interfacial tension forces at the interface. Miscible displacement is usually divided into two types: single-contact and multiple-contact displacement. In single-contact miscibility, the oil and the displacing fluid are miscible fluids. Multicontact miscibility is achieved as a result of mass exchange between fluids, which requires a significant filtration path of displacing agent in a porous medium saturated with oil for a long time [41].

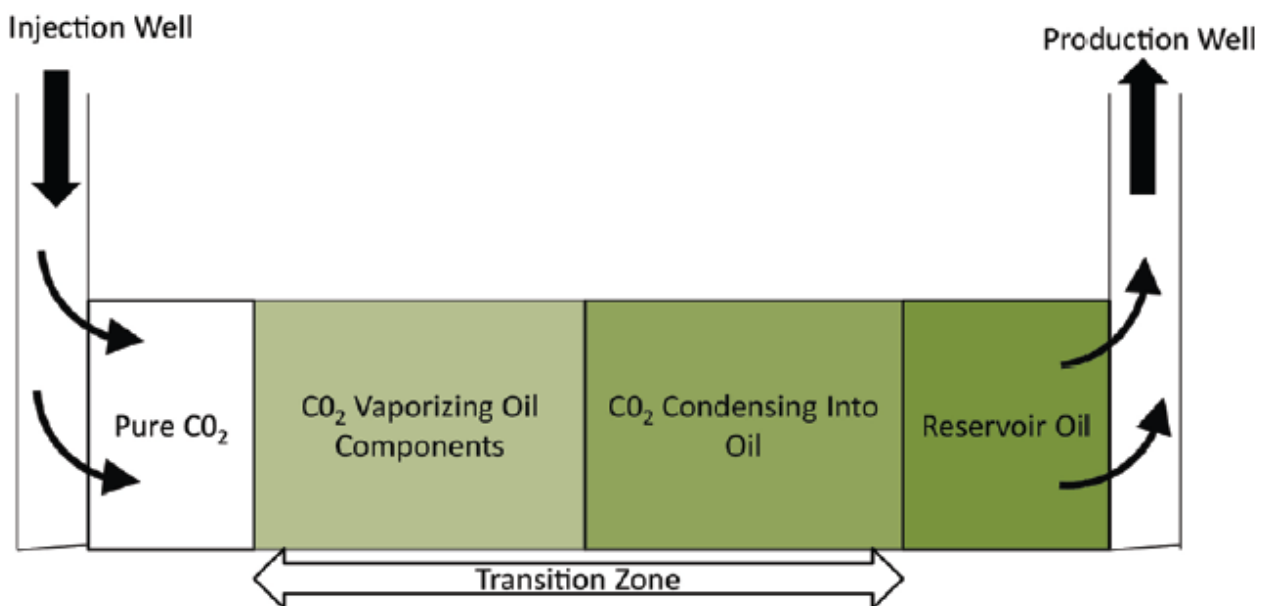


Figure 1.9 – Scheme of miscible displacement of oil with carbon dioxide with the formation of the transition zone [54]

When complete miscibility is not achieved as a result of mass transfer between the fluids, this filtration mode is called limited-miscible. This filtration mode is less efficient than miscible. If there is almost no mass exchange between the displacing agent and the oil and, consequently, the oil properties do not change, the mode is called immiscible. This mode has the lowest efficiency among all the stated modes [41].

The displacement front is formed between carbon dioxide and oil phases due to mass exchange. Carbon dioxide extracts light components from the oil and also transfers itself into the oil, as a result of which its concentration in the oil increases. As the displacement front advances in the rock, the composition of the phases is balanced,

and the boundary between the fluids is blurred. As was mentioned above, this process is significantly affected by pressure, because when a certain value of pressure (MMP) is reached, the displacement becomes fully miscible and carbon dioxide can be dissolved in the oil indefinitely. Mixed displacement allows achieving maximum oil recovery compared to other filtration modes [31, 41].

#### **1.4 Carbon dioxide enhanced oil recovery techniques**

Gas injection is aimed at increasing oil recovery by changing physical and chemical properties of reservoir oil. The main working agents are nitrogen, carbon dioxide, various hydrocarbon gas mixtures (methane-butane), including associated petroleum gas. In the process of oil displacement with CO<sub>2</sub> there are mass transfer between the phases, capillary, viscous and gravitational processes. Dissolution of carbon dioxide in the oil contributes to a favorable change in oil properties, which also leads to the involvement in the development of residual oil [19, 47].

The application of gas methods for production of hard-to-recover oil (oil with increased viscosity, tight reservoirs, etc.) is being studied. The disadvantage of these methods is a significant difference in viscosity of carbon dioxide and reservoir oil, leading to instability of the displacement front and early breakthrough of the displacing agent to the producing wells. This phenomenon can be especially clearly observed in heterogeneous formations. The instability of the displacement front can also be connected with gravitational phase separation, which depends on reservoir conditions and oil properties [33].

The use of carbon dioxide to enhance oil recovery began in the 1950s in the USA. Over time, gas injection technology has been improved, combined with other types of EOR, the new ones have been developed.

The main technologies for enhanced oil recovery using carbon dioxide include:

- 1 Carbonized water injection;
- 2 Continuous injection of carbon dioxide;
- 3 Water-alternated-gas injection;
- 4 Carbon dioxide foam injection;
- 5 Huff-N-Puff process.

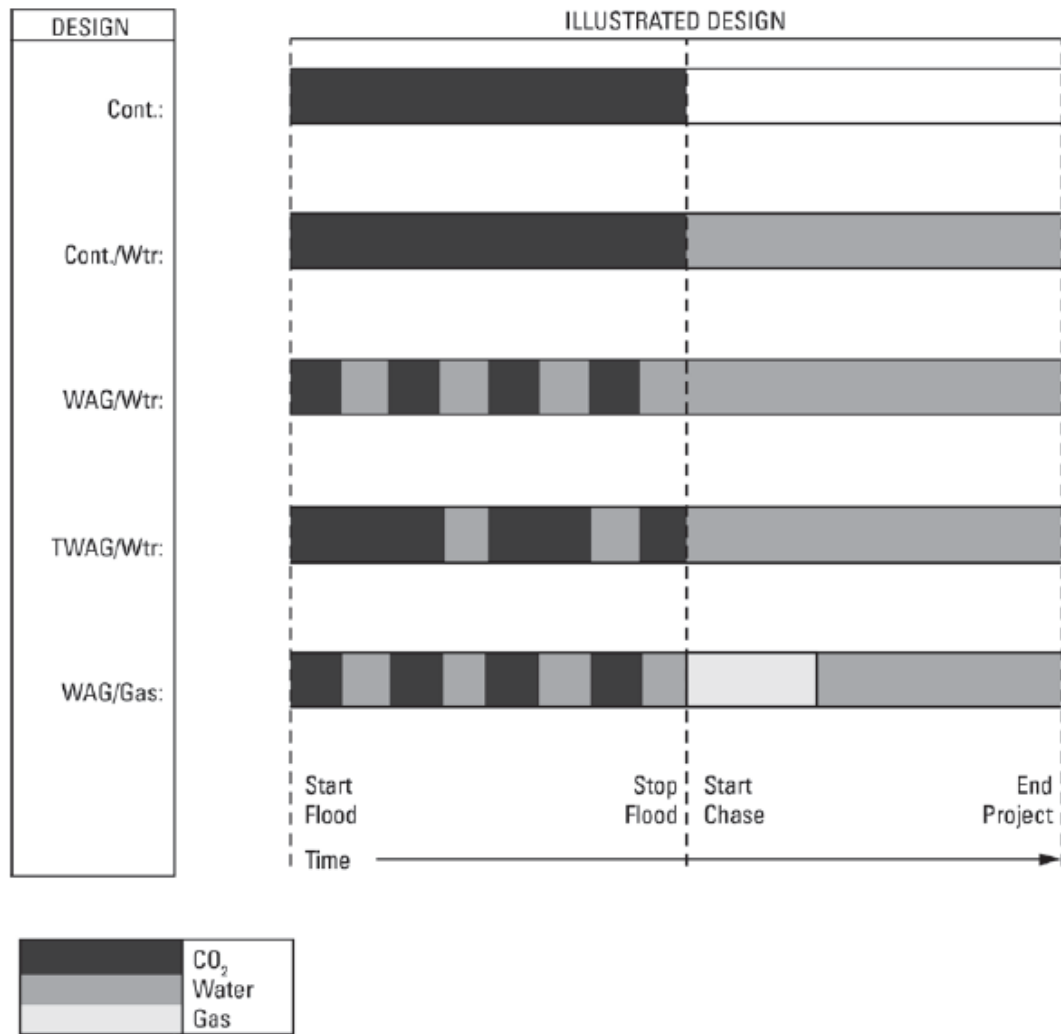


Figure 1.10 – Diagram of different carbon dioxide injection techniques [54]

### 1.4.1 Carbonized water injection

This technique is the injection of water saturated (3 - 5 %) with carbon dioxide into the oil reservoir. Application of carbonized water is characterized by the greatest simplicity among existing ones. A number of scientific studies have noted an increase in oil recovery as a result of injecting carbonated water both at the beginning of field development and after the water flood period [22].

The technique is implemented by injecting water pre-saturated with carbon dioxide through injection wells at a pressure higher than the carbon dioxide saturation pressure of the water. Carbon dioxide dissolved in water increases the viscosity of injected water, resulting in increased stability of displacement, also at the contact of

water and oil gas transfer from water to oil takes place, which helps reduce oil viscosity, its expansion, reduction of interfacial tension [22].

Carbonated water injected into the reservoir may be in a weakly stable phase state, which is characterized by increased fluid flow rate and disequilibrium of its viscoelastic properties. In a hydrophilic reservoir, there is a deterioration of oil recovery, well injectivity and coverage of the deposit by displacement. A solution to this problem may be the addition of cationic surfactants to the injection agent. As a result, the hydrophobization of the rock does not change the viscoelastic properties, and consequently the displacement process becomes more stable. An additional positive effect is the reduction of equipment corrosion, as a result of inhibitory properties of cationic surfactants [48].

The efficiency of this technique depends on the same parameters as the water flood process: the development system, the density of the well grid, the degree of influence of gravity forces, etc. The advantages of the technology include relative simplicity and low consumption of carbon dioxide. Among the disadvantages should be noted the lag of the front of the concentration of carbon dioxide in water from the contact of water and oil, resulting in a prolonged period of appearance of the positive effect of the transition of CO<sub>2</sub> from water to oil.

#### **1.4.2 Continuous injection of carbon dioxide**

The technique involves continuously injecting carbon dioxide into an oil-saturated reservoir, also called area CO<sub>2</sub> injection. Since only one type of fluid is used, the key factors determining the displacement mode, and therefore the efficiency of the process, are the pressure at which carbon dioxide is injected into the reservoir and MMP, which depends on reservoir temperature, oil composition and the presence of impurities in the carbon dioxide [41].

The advantage of the technology is the ability to obtain maximum incremental oil recovery, due to the formation of a large mixing zone of oil and carbon dioxide, as well as the interaction of CO<sub>2</sub> with residual oil and its mobilization [39].

The main disadvantage of the technology is the need for a significant amount of carbon dioxide and its continuous supply to the field. The source of carbon dioxide



can be large industrial facilities such as power plants, ammonia plants, etc. In addition, natural deposits of carbon dioxide can be a source of gas. In both cases, before injection the gas must be cleaned of impurities in order to achieve better gas-oil miscibility. The disadvantages include a significant viscosity difference between the oil and CO<sub>2</sub>, which reduces the stability of displacement and can lead to early breakthroughs of carbon dioxide to the bottom of production wells [39].

This technique has been widely used abroad as a tertiary method of oil production in watered fields. One of the main reasons for this is the presence of large natural deposits of carbon dioxide. It is most expedient to apply this technology in steeply dipping or domed fields with homogeneous reservoirs [21, 50].

#### **1.4.3 Water-alternated-gas injection**

As was mentioned earlier, carbon dioxide has lower density and viscosity compared with oil, as a result of which there may be early breakthroughs of CO<sub>2</sub> to production wells through more permeable strata. As a solution to this problem, water-gas stimulation technology was proposed [56].

In the USSR, the idea of stabilizing the displacement front by alternating gas and water injection was first proposed in the 1950s. Abroad, the water-gas stimulation technology was first proposed in Canada and then tested at the Seelington field in 1962 [56].

This technique consists of alternating or simultaneous injection of certain volumes of carbon dioxide with water. Because water is more viscous than carbon dioxide, and the viscosity of water increases as CO<sub>2</sub> dissolves in it, displacement stability is improved. Water is also heavier than oil, so it tends to the bottom of the reservoir, supplementing the less dense CO<sub>2</sub> rising to the top of the reservoir. Because of this, most modern CO<sub>2</sub> injection projects use some form of water-gas action in their operations [56].

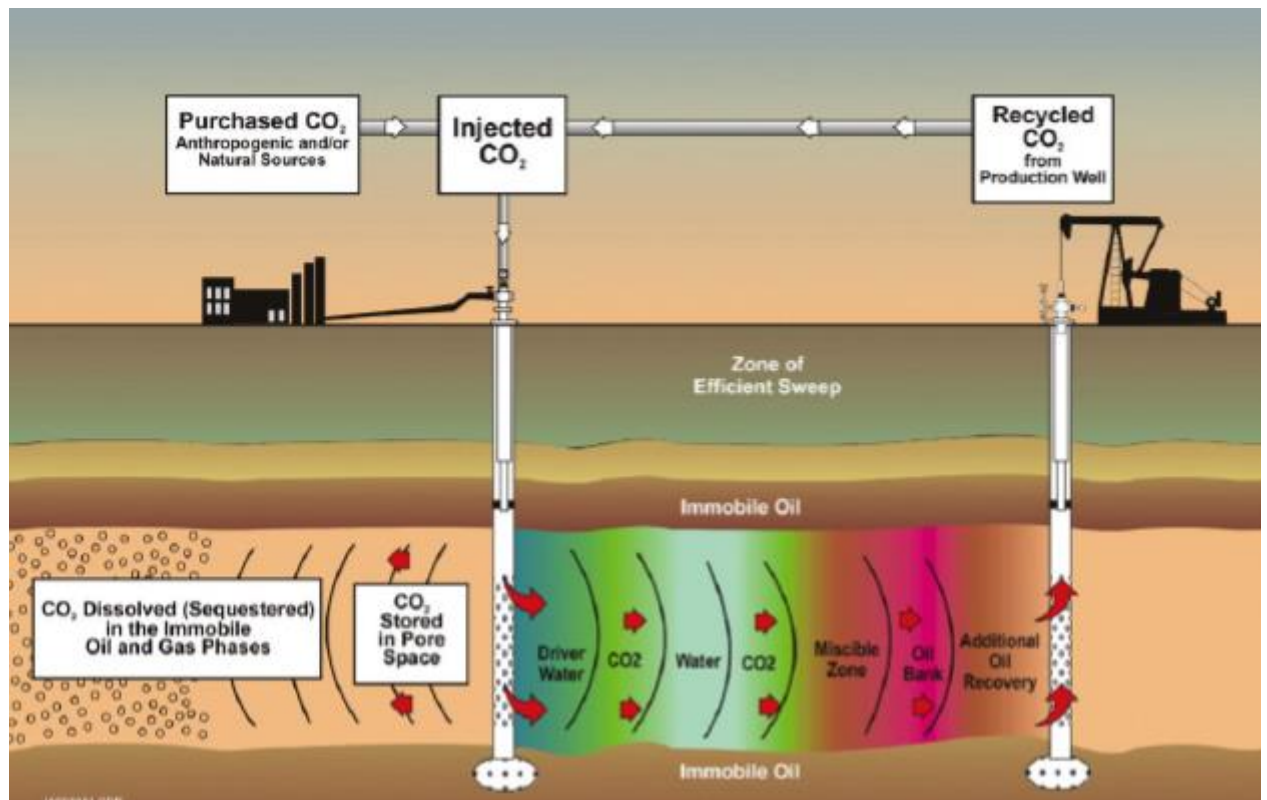


Figure 1.11 – Scheme of water-alternated-gas injection [56]

The efficiency of this method is influenced by the ratio of injected carbon dioxide and water volumes. If the volume of carbon dioxide slug is reduced, the stability of the displacement front increases, and as a consequence, the probability of premature CO<sub>2</sub> breakthrough to the producing wells decreases. If the ratio of carbon dioxide volume to water is too low, the effect of the technology decreases significantly, and the process is close to injection of carbonized water. On the other hand, if the ratio value is too high, the stratification of water and carbon dioxide under the influence of gravitational forces can be observed [56].

The size of the CO<sub>2</sub> rim is determined by the properties of oil and carbon dioxide, oil saturation of the formation and the degree of its heterogeneity. The main target parameters for selecting the gas-water ratio are maximum additional oil recovery and the longest possible time of carbon dioxide breakthrough to the bottomhole bottoms of production wells. Special studies, calculations and process modeling are performed to determine the optimal ratio. The most commonly used is carbon dioxide rims with a volume of 10 to 20% [18].

Thus, this technique combines the advantages of gas as a displacing agent, aimed at improving oil properties and increasing oil recovery, and the advantages of water, contributing to a more stable and uniform displacement [56].

#### **1.4.5 Carbon dioxide foam injection**

To ensure more stable displacement and prevent early breakthrough of carbon dioxide to production wells, it is possible to use surface-active foaming agents that lead to the formation of stable foams with higher viscosity values [51].

Application of foaming surfactants for stabilization of oil displacement front by carbon dioxide was proposed in 1950s – 60s. Oil displacement with foam is characterized by a large increase in oil recovery compared with other techniques, which arouses interest among research institutes and oil producing companies [58].

The process of oil displacement with carbon dioxide using foaming surfactants is associated with a group of mechanisms that contribute to enhanced oil recovery: changes in oil viscosity and swelling as a result of interaction with CO<sub>2</sub>, increased stability of the displacement front, reducing gravity separation of fluids, as well as reducing gas phase permeability at high values of gas saturation [51].

The formation of foam in the pore space occurs as a result of simultaneous or alternate injection of carbon dioxide and blowing agent. The alternate injection of carbon dioxide and surfactant (SAG) has gained more practical application. It is also possible to use water-gas action with the addition of foam-forming surfactants (FAWAG), which allows postponing the breakthrough of carbon dioxide as much as possible [53].

It is reasonable to use this technique in heterogeneous reservoirs, including highly permeable interlayers or water-saturated intervals [58].

#### **1.4.6 Huff-N-Puff process**

This technology differs from others in that carbon dioxide is injected into a stopped production well, soaking the near-wellbore area, dissolving into the oil, and then resuming oil production. The cyclic injection process includes three stages: the carbon dioxide injection stage, the soaking stage and the oil production stage [52].

In the first stage, CO<sub>2</sub> is injected into the target formation through a production well temporarily acting as an injector. The injected CO<sub>2</sub> bypasses the residual oil and pushes some of the mobile oil and water deeper into the formation. This reduces water saturation near the wellbore, resulting in increased phase permeability of the oil. Some of the mobile oil remains near the wellbore and is surrounded by CO<sub>2</sub>. The CO<sub>2</sub> diffusion process in this stage is insignificant because this stage is quite short, and CO<sub>2</sub> is injected at a high rate. At the end of the stage, the formation pressure exceeds the pressure at the beginning of the injection process. During the soaking stage, the well is plugged. Mass exchange occurs between the oil and carbon dioxide, as a result, the oil expands and its viscosity decreases. In the production stage, when the well is open, some of the injected carbon dioxide that has not dissolved into the oil is extracted as a separate phase. This is followed by swollen oil, which makes up most of the produced fluid [60].

Some researches note that cyclic injection of carbon dioxide has a higher efficiency than continuous injection. It is also noted that in the technology itself, the first cycles (three to four cycles) are the most effective, after which the efficiency decreases significantly. The efficiency of the technology depends on the duration of the second stage (dwell time) [36, 52].

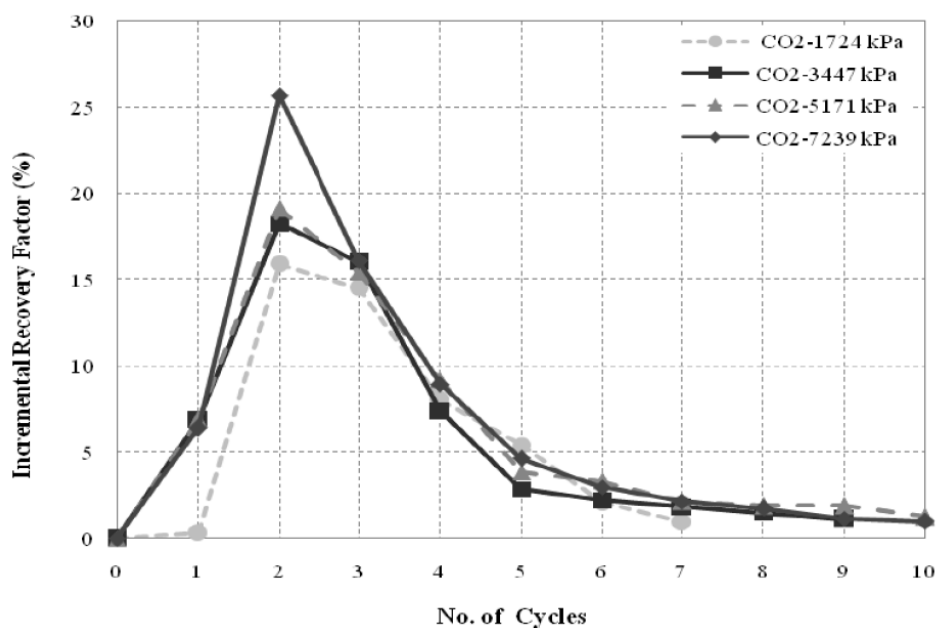


Figure 1.12 – Dependence of incremental oil production on cycle number and injection pressure [36]

The advantage of the huff-n-puff technology is significantly lower capital expenditures, since there is no need to drill additional wells and no need to build pipelines to transport carbon dioxide, as it can be delivered to the wells by trucks. Thus, injection of carbon dioxide into the reservoir using huff-n-puff technology can be used as a test project aimed at evaluating the effectiveness of CO<sub>2</sub> to increase oil recovery [11].

Thus, this technology is quite promising for both high-viscosity oil production, oil production from depleted formations, as well as oil production, both light and heavy from dense reservoirs [52, 55].