

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Булчаев Н.Д.

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ эффективности применения метода повышения нефтеотдачи
пластов закачкой двуокиси углерода

Руководитель

Нухаев _____
подпись, дата должность, ученая степень

Нухаев М.Т.
инициалы, фамилия

Выпускник

Котовщиков _____
подпись, дата 6.06.2016г.

Котовщиков В.С.
инициалы, фамилия

Консультанты:

Мусяченко _____
подпись, дата 6.06.2016г.

Мусяченко Е.В.
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Помолотова _____
подпись, дата 6.06.2016г.

Помолотова О.В.
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Котовщикову Вячеславу Сергеевичу

Группа ГБ 12-04 Направление (специальность): 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности применения метода повышения нефтеотдачи пластов закачкой двуокиси углерода».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Нухаев М.Т., к.т.н., доц., препод. каф.РиЭНГМ СФУ ИНиГ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Текстовые и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР Введение, 1. Механизм процесса вытеснения нефти двуокисью углерода CO₂, 2. Свойства двуокиси углерода CO₂ и его смесей, 3. Фазовое поведение двуокиси углерода CO₂, 4. Технология и системы разработки, 5. Моделирование применения закачки двуокиси углерода. 6. Оценка нефтеотдачи в условиях промысла, 7. Технологическая и экономическая эффективность, 8. Недостатки метода, ограничения, проблемы, 9. Будущее метода, 10. Применение закачки двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пласта с учетом мирового опыта, 11. Безопасность и экологичность, Заключение.

Перечень графического материала Схематическое изображение процесса вытеснения нефти с применением двуокиси углерода, динамика фазового состояния двуокиси углерода в зависимости от давления и температуры, зависимость вязкости двуокиси углерода от температуры при разных давлениях, зависимость растворимости двуокиси углерода в воде от давления при разных температурах, зависимость вязкости воды от концентрации двуокиси углерода, номограмма для определения критических давлений смеси смесей двуокиси углерода с нефтями в зависимости от температуры и молекулярной массы нефти, зависимость вязкости нефти от

концентрации в ней двуокиси углерода для нефтей Арленского и Туймазинского месторождений, зависимость объемного расширения нефти от концентрации двуокиси углерода в нефти, зависимость коэффициента вытеснения нефти двуокисью углерода от коэффициента вытеснения водой при разных отношениях объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти, зависимость коэффициента объемного эффекта от коэффициента вытеснения водой при разных отношениях объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти, опыт с множественными контактами между нефтью и двуокисью углерода, тройное равновесие для смеси двуокиси углерода – рекомбинированной сырой нефти Вассон (США), плотность двуокиси углерода, требуемая для смешивающегося вытеснения различных нефтей, влияние примесей на минимальное давление смешиваемости двуокиси углерода, максимальное разбавление метаном растворителя (сжиженного нефтяного газа) для развития смешиваемости и пластовой жидкости, схема вытеснения нефти оторочкой газообразной двуокиси углерода из необводненного пласта и распределения насыщенности воды, нефти и двуокиси углерода при неполной смесимости, зависимость нефтеотдачи однородного пласта от объема относительной закачки воды при вытеснении нефти водой и оторочками разного размера, схема расположения скважин, график накопленной добычи, график темпов отбора воды и CO₂, общий вид на созданную модель, карта насыщенностей через 50 лет разработки, график накопленной добычи, изменение характеристики выходящего потока в заводнении с применением двуокиси углерода.

Руководитель ВКР

Нухаев
подпись

Нухаев М.Т.
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению .

Котовщиков В.С.
подпись, инициалы и фамилия студента

Котовщиков В.С.

« ___ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности применения метода повышения нефтеотдачи пластов закачкой двуокиси углерода» состоит из 106 страниц, 28 рисунков, 11 таблиц, 31 источника литературы.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАКАЧКА ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ, РАЗРАБОТКА, ОБВОДНЕННОСТЬ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.

Цель работы – провести анализ эффективности повышения нефтеотдачи применением двуокиси углерода.

В работе приведены влияние объемных эффектов и фазового поведения двуокиси углерода на вытеснение нефти, рассмотрены технология и системы разработки, оценка нефтеотдачи в условиях промысла, гидродинамическое моделирование процесса закачки углекислого газа, технологическая и экономическая эффективность, недостатки метода, ограничения, проблемы, применение закачки двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пласта с учетом мирового опыта. Особое внимание уделяется анализу эффективности технологии и системы закачки двуокиси углерода.

На основании проведенных исследований установлено, что применение двуокиси углерода уже в ближайшее время может обеспечить существенный прирост извлекаемых запасов и текущей добычи нефти как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых нефтяных месторождениях.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, среды моделирования Schlumberger Eclipse 100/300, в качестве визуализатора моделей применялся Schlumberger Petrel, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, рисунки – в графической программе Corel Draw 10. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Механизм процесса вытеснения нефти двуокисью углерода CO_2	7
2. Свойства двуокиси углерода CO_2 и его смесей.....	10
2.1 Свойства двуокиси углерода CO_2	10
2.2 Свойства смеси двуокиси углерода CO_2 – воды	11
2.3 Свойства смеси двуокиси углерода CO_2 – сырой нефти.....	12
2.4 Влияние объемных эффектов на вытеснение нефти двуокисью углерода CO_2	18
3. Фазовое поведение двуокиси углерода CO_2	20
3.1 Единичный контакт.....	20
3.2 Множественный контакт	20
3.3 Тонкая трубка	22
3.4 Минимальное давление смешиваемости	25
3.5 Корреляции минимального обогащения.....	29
4. Технология и системы разработки	31
4.1 Заводнение карбонизированной водой.	32
4.2 Вытеснение оторочкой двуокиси углерода CO_2	32
4.3 Вытеснение чередующимися оторочками CO_2 и воды	38
4.4 Другие технологии, повышающие охват пластов вытеснением.....	39
4.5 Системы разработки.....	40
5. Моделирование применения закачки двуокиси углерода.....	42
5.1 Исходные параметры гидродинамических моделей	42
5.1.1 Eclipse 100	42
5.1.2 Eclipse 300	43
5.2 Результаты гидродинамического моделирования	44

5.2.1 Eclipse 100	44
5.2.2 Eclipse 300	46
6. Оценка нефтеотдачи в условиях промысла	49
7. Технологическая и экономическая эффективность	58
8. Недостатки метода, ограничения, проблемы	61
9. Будущее метода	63
10. Применение закачки двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пласта с учетом мирового опыта.....	66
10.1 Реализуемые проекты	66
10.2 Закачка CO_2 на месторождении келли снайдер	71
11. Безопасность и экологичность	74
11.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	74
11.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	75
11.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	76
11.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	78
11.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	79
11.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	80
11.7 Экологичность проекта.....	82
Заключение.....	84
Список использованных источников	86
Обозначения и наименования	89
Список рисунков.....	91
Список таблиц.....	94
Приложение А входные файлы моделей	896

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении многих лет одной из проблем нефтедобывающей промышленности является увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяют характер выработки нефтяных пластов. Качественная и бесперебойная эксплуатация скважин зависит от геологических и технологических факторов. Под этим понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном его охвате процессом фильтрации.

Известно, что в отечественной нефтяной промышленности многие годы наблюдаются тенденции, которые отрицательно влияют не только на текущую эффективность разработки месторождений, но и могут в перспективе сказаться на возможных уровнях добычи нефти. Среди таких проблем – снижение объемов прироста запасов нефти, ухудшение качества остаточных запасов при увеличении доли трудно-извлекаемых, поздняя стадия разработки большинства крупных месторождений. Одним из основных отрицательных факторов следует признать также недостаточные объемы применения в отрасли современных методов увеличения нефтеотдачи.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или газозаводненных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам увеличения

нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

Проанализировав объемы применяемых МУН за последние несколько лет мы увидим, что объемы применяемых газовых МУН значительно превышают объемы применяемых тепловых и химических методов увеличения нефтеотдачи особенно это ярко выражено в США. И основная доля газовых МУН это методы, основанные на закачке двуокиси углерода. Использование диоксида углерода было начато в начале 50 годов в штате Нью-Йорк (США), промышленный эксперимент по закачке водного раствора CO_2 длительностью 10 лет позволил увеличить нефтеотдачу на 10 %.

1. Механизм процесса вытеснения нефти двуокисью углерода CO_2

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с CO_2 двуокись углерода будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны – зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого CO_2 . Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

В лабораторных условиях при вытеснении некоторых моделей нефти двуокисью углерода из однородных пористых сред в нескольких случаях достигался коэффициент вытеснения 1.

Однако в опытах с реальными нефтями коэффициент вытеснения не превышает 0,94 – 0,95%, что объясняется, видимо, выпадением в твердый осадок высокомолекулярных компонентов нефти[22].

При давлении в пласте меньше давления смесимости CO_2 частично растворяется в нефтяной фазе, улучшая ее фильтрационные характеристики, а легкие фракции нефти, наоборот, переходят в CO_2 .

Происходит компонентное разделение нефти. Двуокись углерода, насыщенная легкими фракциями нефти, вытесняет нефть, частично насыщенную CO_2 . В зоне промытой CO_2 остаточная нефть приобретает свойства тяжелого нефтяного остатка.

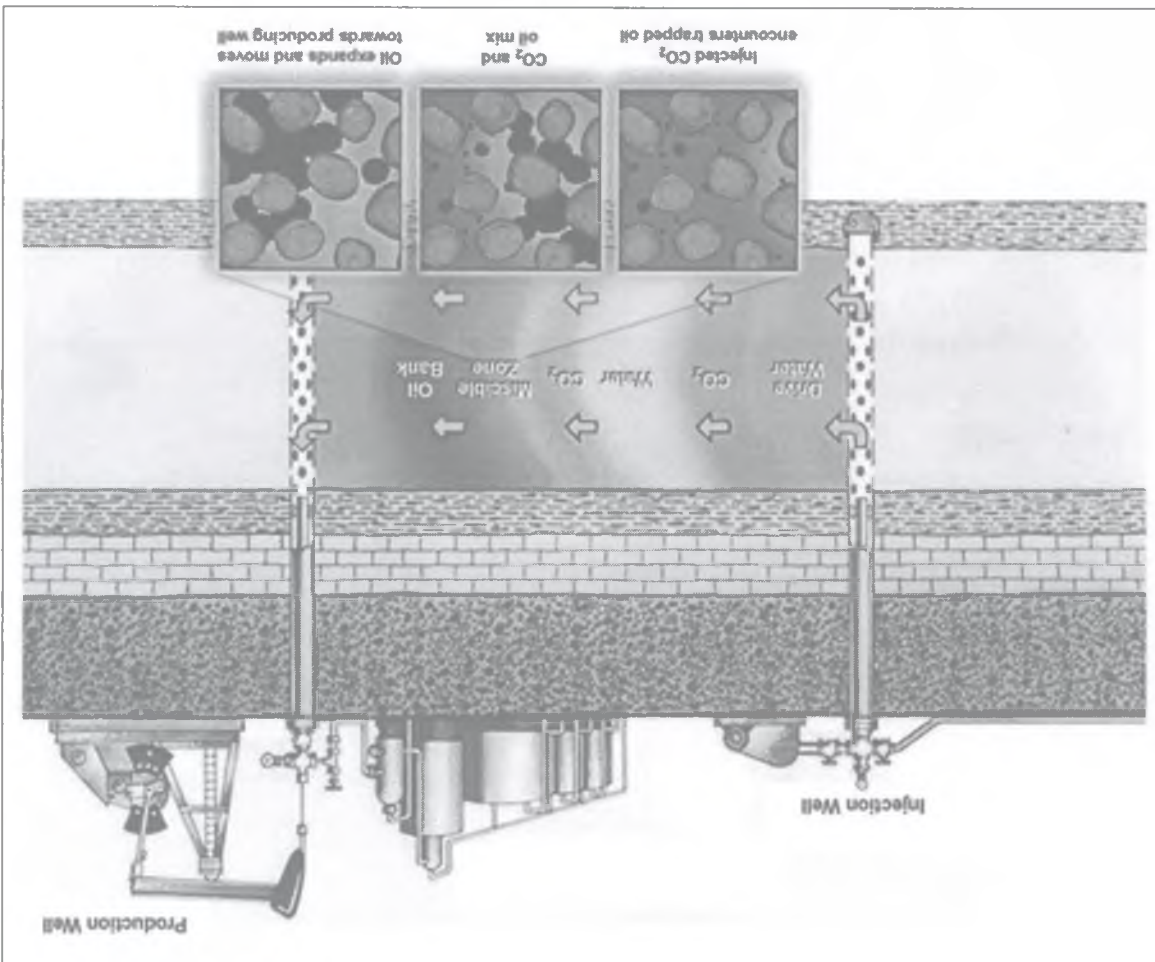
Лабораторными опытами установлено, что CO_2 в жидком виде лучше вытесняет нефть, чем в газообразном, при температуре, близкой к критической (31 °С), и давлении, близком к критическому (7 МПа).

При температуре в пласте выше критической CO_2 при любом давлении будет находиться в газообразном состоянии и вытеснять нефть со всеми недостатками, присущими агенту с малой вязкостью, т. е. при малом охвате неоднородных пластов процессом. Поэтому всегда желательно нагнетать в пласты двуокись углерода в жидком виде и выбирать объекты для ее применения с температурой, незначительно отличающейся от критической (25

На рисунке 1.1 показан идеализированный вертикальный разрез между нагнетательной и добывающей скважинами. Закачка CO_2 в пласт начинается на стадии истощения пласта, чаще всего при остаточной нефтенасыщенности или истинных претичных условиях. Большинство процессов вытеснения нефти CO_2 проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа.с), хотя имеется ряд исключений. CO_2 может закачиваться непрерывно, неравновесным, попеременно с водой в процессе попеременной закачки газа и воды (Рисунок 1.1), или может закачиваться даже одновременно с водой через парные нагнетательные скважины. Таким способом вода закачивается с CO_2 , уменьшая обычно неблагоприятное отношение подвижностей между CO_2 и

двуокиси углерода CO_2

Рисунок 1.1 - Схематическое изображение процесса вытеснения нефти с применением



нефтью. В результате нефть добывается за счет увеличения объема нефти вследствие обогащения ее газом и уменьшения ее вязкости[13].

Если CO_2 полностью (при первом контакте) смешивается с нефтью, процесс дает очень высокий предельный коэффициент вытеснения, т.к. существование остаточных фаз при этом невозможно. Если CO_2 только частично смешивается с нефтью, общий состав в зоне смешивания (смешивающаяся зона на рисунке 1.1) CO_2 и нефти может изменяться, образуя или развивая смешиваемость на месте. Независимо от того, является ли вытеснение развиваемым или смешивающимся при первом контакте, CO_2 должен несмешивающимся образом вытеснять любую подвижную воду, присутствующую в пласте наряду с пластовыми жидкостями.

2. Свойства двуокиси углерода CO₂ и его смесей

2.1 Свойства двуокиси углерода CO₂

Углекислый газ, или двуокись углерода, образует жидкую фазу при температуре ниже 31,2 °С (Рисунок 2.1). Однако при содержании в ней углеводородов температура, при которой возможно существование жидкой двуокиси углерода, повышается вплоть до 40 °С. При температуре выше 31 °С, двуокись углерода находится в газообразном состоянии при любом давлении. Давление 7,2 МПа также является критическим. При меньшем давлении CO₂ из жидкого состояния переходит в парообразное (испаряется)[13].

Плотность и вязкость жидкой двуокиси углерода изменяются в пределах от 0,5 до 0,9 т/м³ и от 0,05 до 0,1 мПа с, а газообразной – от 0,08 до 0,1 кг/м³ и от 0,02 до 0,08 мПа с при давлениях 8 – 25 МПа и температуре 20 – 100 °С (Рисунок 2.2).

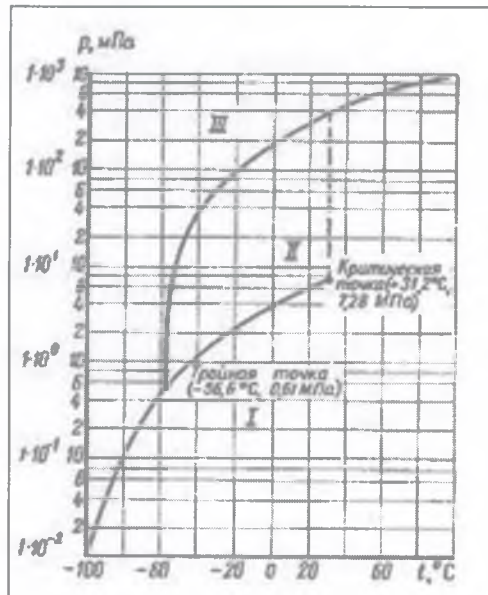


Рисунок 2.1 - Диаграмма фазового состояния двуокиси углерода в зависимости от давления и температуры.

Фаза: I – газовая; II – жидкая; III – твердая

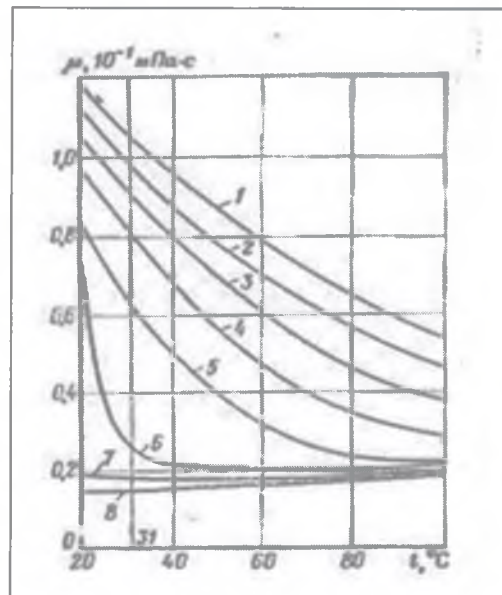


Рисунок 2.2 - Зависимость вязкости двуокиси углерода μ от температуры при разных давлениях. Давление, МПа:

1 – 30; 2 – 25; 3 – 20; 4 – 15; 5 – 10; 6 – 7; 7 – 5; 8 – 0,1

При высоких давлениях (более 15 МПа) и низкой температуре пласта

(менее 40 °С) плотность жидкой и газообразной двуокиси углерода становится почти одинаковой (0,6 – 0,8 т/м³).

2.2 Свойства смеси двуокиси углерода CO₂ – воды

Двуокись углерода растворяется в воде значительно лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры. В пластовых условиях в воде растворимость двуокиси углерода находится в пределах от 30 до 60 м³/м³ (3 – 5 %) (Рисунок 2.3). С ростом минерализации воды растворимость двуокиси углерода в ней снижается.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее несколько увеличивается. Однако это увеличение незначительно (Рисунок 2.4). При массовом содержании в воде 3 – 5 % двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20 – 30 %. Образующаяся при растворении CO₂ в воде угольная кислота H₂CO₃ растворяет, некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. Согласно лабораторным данным БашНИПИнефти, проницаемость песчаников увеличивается при этом на 5 – 15%, а доломитов – на 6 – 75 %. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глинистых частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в 4 – 10 раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким и вытеснение; приближается к смешивающемуся[22].

Двуокись углерода в воде способствует разрыву и отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

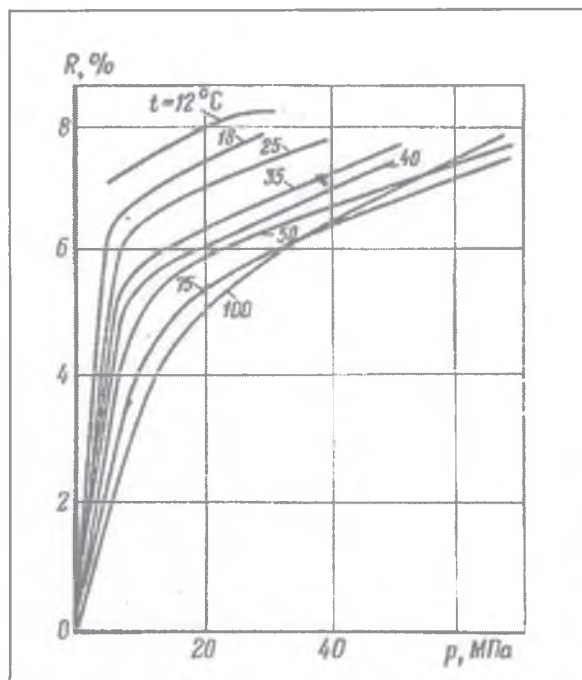


Рисунок 2.3 - Зависимость растворимости двуокиси углерода (R) в воде от давления при разных температурах

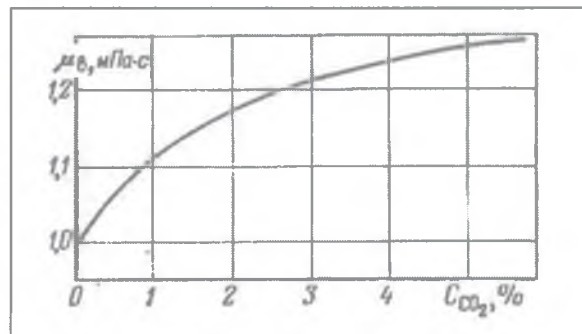


Рисунок 2.4 - Зависимость вязкости воды (μ) от концентрации двуокиси углерода (C_{CO_2})

2.3 Свойства смеси двуокиси углерода CO_2 – сырой нефти

Двуокись углерода растворяется в нефти значительно лучше метана. Растворимость CO_2 в нефти увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры и молекулярной массы нефти. Содержание метана или азота снижает растворимость CO_2 в нефти и повышает давление смеси. Нефти с высоким содержанием парафиновых углеводородов лучше растворяют CO_2 , чем нефти с высоким содержанием нафтеновых и, тем более, ароматических углеводородов.

При давлениях выше давления полной смеси CO_2 и нефти будут образовываться однофазную смесь при любом содержании в ней CO_2 , т. е. будет неограниченная смесь.

Давление полной смеси для разных нефтей весьма различно и может изменяться от 8 до 30 МПа и более. Для легких маловязких нефтей давление смеси меньше, для тяжелых высоковязких – больше (Рисунок

высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO₂ (Рисунок 2.6). Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

Как видно, вязкость нефти снижается очень сильно под действием растворения в ней CO₂ (не менее, чем под действием теплоты).

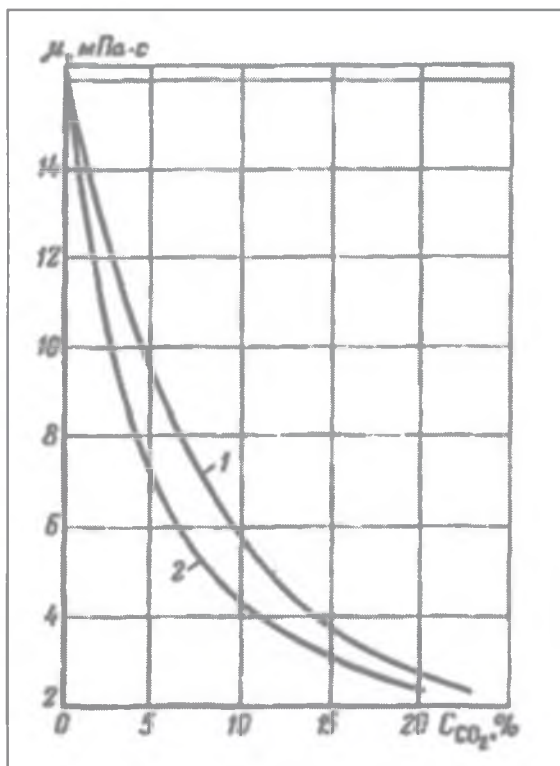


Рисунок 2.6 - Зависимость вязкости нефти (μ) от концентрации в ней CO₂ для нефтей Арленского и Туймазинского месторождений.
Месторождение: 1 – Арланское; 2 - Туймазинское

И. И. Дунюшкин предложил эмпирическую формулу расчета вязкости нефти μ_n , насыщенной CO₂ с его концентрацией в нефти C_n :

$$\mu_n = A\mu_t^\delta; \quad A = \frac{0,22}{0,22 + C_n^2}; \quad \delta = \frac{0,362}{0,28 + C_n} - 0,295. \quad (2.1)$$

Здесь A и δ – эмпирические коэффициенты; μ_t первоначальная вязкость нефти, мПа с.

При снижении давления и разделении смеси нефть – CO₂ на составные фазы происходит переход легких компонентов нефти в двуокись углерода. При

этом оставшаяся нефть утяжеляется, уменьшаются ее объем и растворимость в ней CO_2 , увеличиваются плотность и вязкость. Вследствие этого снижается подвижность нефти, оставшейся за фронтом вытеснения CO_2 .

Г. И. Ложкиным и А. И. Вашуркиным исследовали изменения свойств шаимской нефти в опытах при смешивании ее с разными объемами CO_2 при давлении 18 МПа, температуре 80 °С и последующем разделении на фазы (Таблица 2.2)[29]. На поверхности $T = 20$ °С и $p = 0,1$ МПа. В опытах 1 – 7 система CO_2 – нефть состоит из одной фазы, а в опытах 8 – 11 разделяется на две – газовую и жидкую. Обращает на себя внимание, что при увеличении доли CO_2 в смеси уменьшается количество легких фракций в нефти после разделения, а в фазу двуокиси углерода переходят все более тяжелые углеводородные фракции и увеличение объема нефти замедляется.

Таблица 2.2 - Свойства шаимской нефти при контактировании с двуокисью углерода

Номер опыта	Массовое содержание CO ₂ в системе, %	Пластовые условия				Поверхностные условия				
		Доля газовой фазы в смеси	Вязкость нефти, мПа с	Плотность нефти, кг/м ³	Увеличение объема нефти	Конденсатный фактор, м ³ /м ³	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Вязкость дегазированной нефти, мПа с	Плотность конденсата, кг/м ³
0	0	0	1,7	792	1	—	8	832	4,4	—
1	15,6	0	—	836	1,12	—	84	832	4,4	—
2	34,6	0	—	925	1,31	—	240	882	4,4	—
3	40	0	—	919	1,34	—	255	832	4,4	—
4	41,2	0	—	915	1,48	—	320	832	4,4	—
5	43,5	0	—	893	1,57	—	350	832	4,4	—
6	44,4	0	—	876	1,62	—	360	832	4,4	—
7	45,2	0	0,425	860	1,68	—	375	832	4,4	—
8	50	0,39	0,5	880	1,5	34,1	310	846	14,8	789
9	52	0,42	0,79	900	1,33	31,6	264	848	24,2	796
10	68	0,67	—	930	1,28	27	170	861	26,6	803
11	79,4	0,83	1,63	990	1,04	17,2	107	872	79,2	806

Примечание. Исследования проведены Г. И. Ложкиным и А. И. Вашуркиным.

2.4 Влияние объемных эффектов на вытеснение нефти двуокисью углерода CO_2

Увеличение объема нефти под воздействием растворяющегося в ней CO_2 наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) – один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

Объемное расширение нефтей зависит от давления, температуры и количества растворенного газа. На объемное расширение нефти под воздействием CO_2 влияет также содержание в ней легких углеводородов ($\text{C}_3 - \text{C}_7$). Чем больше в нефти содержание легких углеводородов, тем больше ее объемное расширение (Рисунок 2.7).

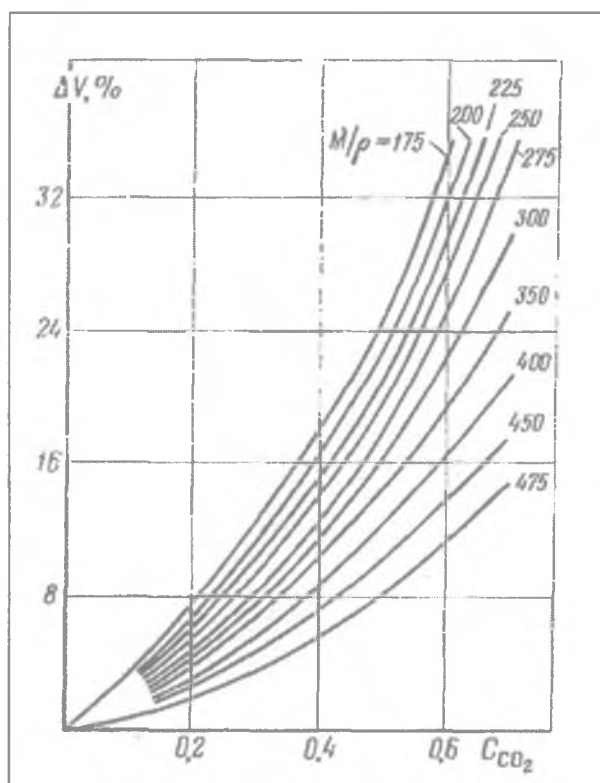


Рисунок 2.7 - Зависимость объемного расширения нефти (ΔV) от концентрации CO_2 в нефти при различных (M/ρ); M – масса нефти, ρ – плотность нефти

Объемное расширение нефти в пласте или «набухание» нефти вызывает

искусственное увеличение нефтенасыщенного объема порового пространства коллектора. В результате давление в порах повышается, вследствие чего в добывающие скважины дополнительно вытесняется часть остаточной неподвижной нефти. Объемное расширение нефти даже при частичном насыщении CO_2 увеличивает коэффициент вытеснения ее на 6 – 10% за счет повышения фазовой проницаемости для нефти, а следовательно, и конечную нефтеотдачу пластов (Рисунки 2.8, 2.9)[22].

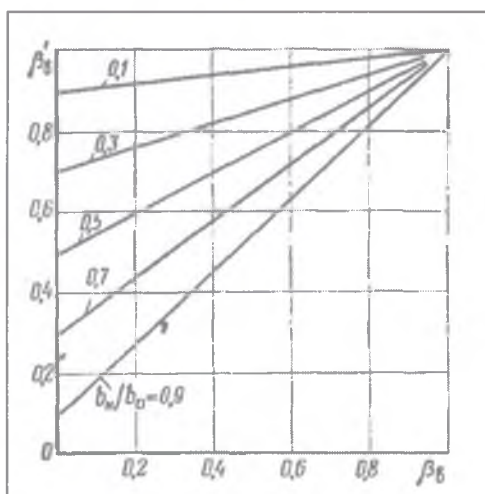


Рисунок 2.8 - Зависимость коэффициента вытеснения нефти двуокисью углерода (β'_B) от коэффициента вытеснения водой (β_B) при разных отношениях объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти (b_n/b_0)

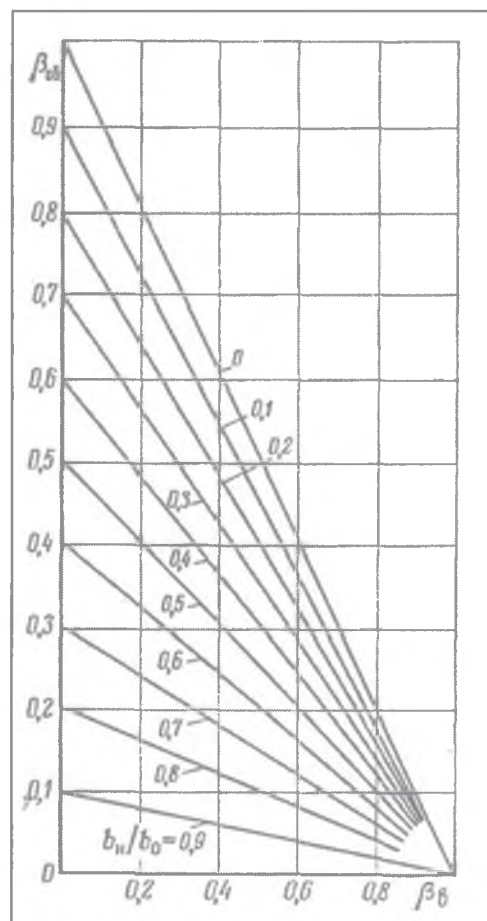


Рисунок 2.9 - Зависимость коэффициента объемного эффекта (β'_{cb}) от коэффициента вытеснения водой (β_B) при разных отношениях объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти (b_n/b_0)

3. Фазовое поведение двуокиси углерода CO₂

Фазовое поведение CO₂ не единственный параметр, который определяет характер процесса вытеснения нефти CO₂, но оно имеет такое существенное значение, что мы посвящаем целый раздел некоторым из общепринятых экспериментов, проводимых для определения фазового поведения. Это обсуждение естественным образом приводит к наиболее часто упоминаемой характеристике фазового поведения растворителей – минимальному давлению смешиваемости.

3.1 Единичный контакт

В эксперименте, в котором исследуется единичный контакт, известное количество двуокиси углерода CO₂ помещают в прозрачную ячейку, находящуюся под давлением, содержащую известное количество нефти. После того, как установилось равновесие при требуемой температуре и давлении, отбирают небольшое количество каждой фазы. Фазовые составы представляют концы равновесной рабочей линии. Нужно определить состав только одной фазы, т.к. состав другой фазы можно рассчитать по материальному балансу. Опыты, в которых исследуется единичный контакт, используются для определения диаграмм P–z (давление – состав), т.к. давление может быть изменено при постоянном общем составе путем изменения объема ячейки. Если опыт повторять при разных количествах растворителя, на тройной диаграмме получится траектория разбавления между растворителем и нефтью[30].

3.2 Множественный контакт

Эксперимент, в котором рассматривается множественный контакт, дублирует процесс, в классификации смешивающегося процесса. В этом эксперименте (Рисунок 3.1.) известные количества CO₂ и нефти загружаются в прозрачную ячейку под давлением, как по определению единичного контакта, но после установления равновесия верхняя фаза сливается и смешивается во второй ячейке со свежей нефтью. Нижняя фаза в ячейке аналогичным образом

смешивается со свежей двуокисью углерода. Верхняя фаза сливается, таким образом, неоднократно, чтобы воспроизвести дискретно смешивание, которое имело бы место при передних контактах зоны смешивания CO₂ и нефти. Последующие смешивания с нижней фазой представляют собой обратные контакты[13]. Все контакты осуществляются при постоянной температуре и давлении. Исходя из (Рисунок 3.1) – эксперимент с множественными контактами, обогащение растворителя при первых контактах или обогащение нефти при обратных контактах может явиться причиной исчезновения одной из фаз. Это именно то, что прогнозируется аргументами, использованными в разделе классификации процесса: ячейка единой фазы при передних контактах означает режим испаряющегося газа; при обратных контактах – режим конденсирующего газа; и две или несколько фаз при всех контактах – несмешивающийся процесс. Если исходная ячейка представляет собой единую фазу при всех комбинациях растворителя и нефти, процесс является смешивающимся при первом контакте.

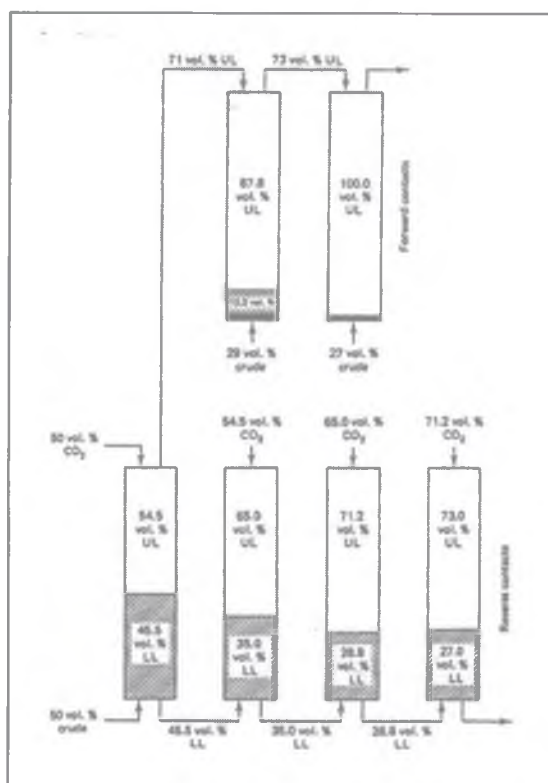


Рисунок 3.1 - Опыт с множественными контактами между нефтью и двуокисью углерода при 105 °F (2000 фунт./ дюйм²)

Опыт в какой-то степени зависит от начальной загрузки в первую ячейку, так что результаты являются не более, чем указанием классификации процесса. Если замерять фазовые составы на каждом этапе, на тройную диаграмму можно нанести бинодальную кривую и рабочие линии. Соответствие опытов с единичным и множественными контактами (Рисунок 3.2.), подтверждает псевдокомпонентное изображение многокомпонентного равновесия.

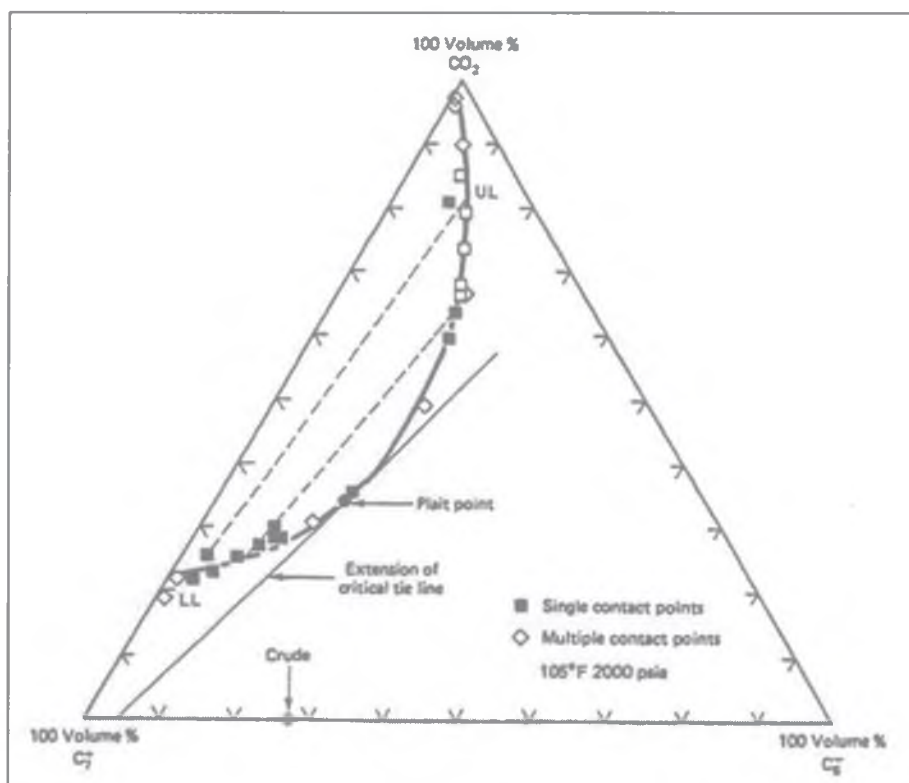


Рисунок 3.2 - Тройное равновесие для смеси CO₂ – рекомбинированная сырая нефть Вассон (США)

В опытах как с единичным, так и с множественными контактами ставка делается на визуальные наблюдения, но при тщательном выборе исходных объемов эти опыты являются удобным способом определения полных данных тройного равновесия.

3.3 Тонкая трубка

Связующими между вышеупомянутыми статическими измерениями и керновыми заводнениями являются эксперименты, проводимые на тонких

трубках. Эти эксперименты представляют собой вытеснение нефти двуокисью углерода CO_2 в отсутствие воды при постоянной температуре. Проницаемая среда состоит из шариков или нецементированного песка, набитого в трубки очень малого сечения и часто большой длины. Вытеснения проводятся при постоянном давлении на одном конце системы, и т.к. проницаемость среды велика, перепады давления незначительны[29].

Особенностью экспериментов на тонких трубках (Таблица 3.1.), не принимаемой во внимание, является большое соотношение геометрических размеров (отношение длины к диаметру). Оно предназначено для подавления образования языков в результате разности вязкостей, т.к. большая длина означает, что во время вытеснения имеется достаточно времени, чтобы поперечная дисперсия подавила все возмущения потока. Небольшие возмущения длины волны не произойдут вовсе, т.к. диаметр трубки меньше критической длины волны.

В таком случае, эксперимент на тонкой трубке предназначен для получения однозначно выраженного критерия эффективности растворителя в процессе вытеснения. Но в силу ярко выраженного искусственного характера проницаемой среды и экспериментальных условий (отсутствие воды), это не реальная эффективность. Лучше всего эти результаты рассматривать как критерий свойств фазового поведения в динамическом режиме.

Таблица 3.1 - Характеристики экспериментов на тонких трубах

Авторы	Длина, м	Внутр. диаметр, см	Геометрия	Набивка, меш	Проницаемость, $\mu\text{м}^2$	Пористость, %	Скорость, см/ч	$\frac{K, \phi}{uL}$
Рудерфорд (1962)	1,5	1,98	Вертикальная спираль	Песок Оттава 50–70 меш	24	35	37	0,2
Ярборо и Смит (1970)	6,7	0,46	Плоская спираль	№16 AGS	2,74		6,6	11,9
Холм и Джозендаль (1974)	14,6 25,6	0,59		Кристаллический песок №60			3,81	109,1
Холм и Джозендаль (1982)	15,8	0,59	Спираль	Кристаллический песок №60	20	39	101–254	12,5 14,9
Хуанг и Трэтч (1974)	6,1	1,65			1,78	43	4,7	4,8
Йеллиг и Миткалф (1980)	12,2	0,64	Плоская спираль	Песок 160–200 меш	2,5		5,2–10,2	33,4 58,1
Петерсон (1978)	17,1	0,64		Песок 60–65 меш	19			
Ванг и Лок (1980)	18,0	0,62	Катушка спиральная	80–100 меш	13	35	381	12,3
Орр и Табер (1981)	12,2	0,64	Катушка спиральная	Стеклянные шарики 170–200 меш	5,8	37	42	13,5
Гарднер Орр и Патель (1981)	6,1	0,46	Плоская спиральная	Стеклянные шарики 230–270 меш	1,4	37	32 64	15,0
Сигмунд и др. (1979)	17,9	0,78		140 меш	5	42		

3.4 Минимальное давление смешиваемости

Во время эксперимента с тонкой трубкой можно контролировать состав выходящего потока, но нам необходимо знать минимальное давление. Так как, смешиваемость растворителя возрастает с увеличением давления, суммарная нефтеотдача должна также возрасти с увеличением давления. Это происходит в действительности, но существует давление, выше которого дополнительное увеличение давления влечет за собой лишь минимальное увеличение нефтеотдачи. Давление, при котором нефтеотдача выравнивается, является минимальным давлением смешиваемости или минимальным *динамическим* давлением смешиваемости. Минимальное давление смешиваемости иначе определяется как:

- Давление, при котором нефтеотдача при $t_D = 1,2$ порового объема закаченного CO_2 (t_D – безразмерное время в долях единиц порового объема), равнялась или была очень близка к максимальной конечной нефтеотдаче, полученной в ряде опытов.

- Давление, при котором нефтеотдача составляет 80% в момент прорыва CO_2 и 94% при газовом факторе 40 000 ст. куб. фут/баррелей в нормальных стандартных условиях на поверхности.

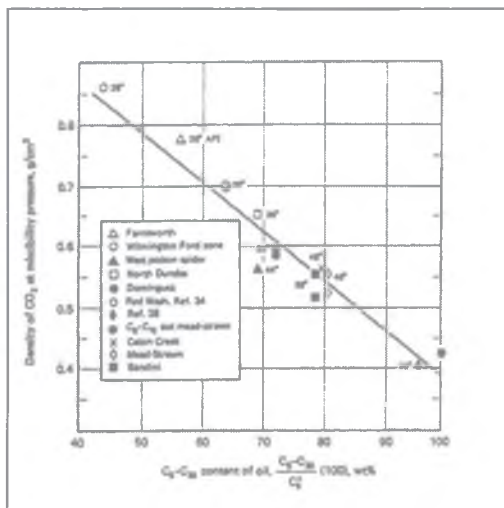
- Давление, при котором нефтеотдача составляет 90% при $t_D = 1,2$ углеводородного порового объема закаченного CO_2 .

Другие подчеркивают качественный характер определения смешиваемости. Важность точного определения неизвестна; все определения показывают одинаковые тенденции при корреляциях.

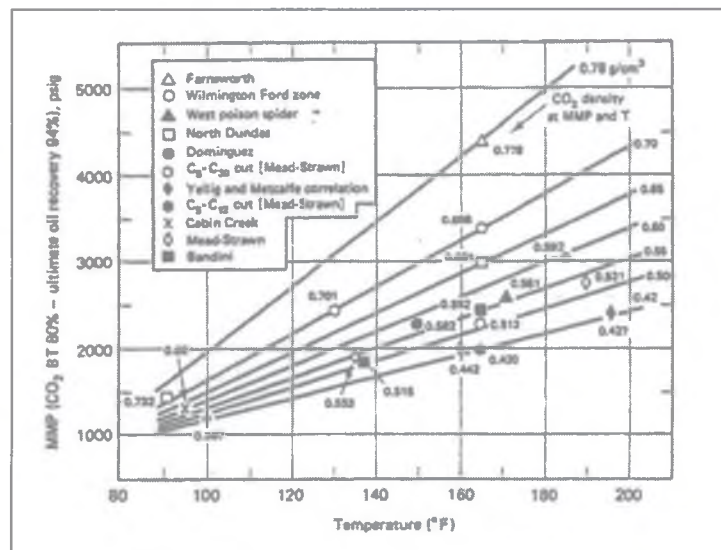
Результаты экспериментов на тонких трубках дают минимальное давление, развивающее смешиваемость, необходимое для вытеснения. Таким образом, минимальное давление смешиваемости соответствует давлению, при котором критическая рабочая линия проходит через состав нефти. Это давление значительно меньше давления, требуемого для полной смешиваемости или смешиваемости, происходящей при первом контакте (по сравнению графики

минимального давления смешиваемости с диаграммами $P-z$). Это начало пологого участка кривой на графике зависимости нефтеотдачи от давления: любое дополнительное увеличение давления не увеличивает нефтеотдачу, т.к. выше минимального давления смешиваемости вытеснение проявляет тенденцию к изменению от развитой смешиваемости к смешиваемости, происходящей при первом контакте. Эти наблюдения подтверждаются также и измерениями состава, при которых свойства фаз (вязкость, плотность и состав), добываемых при давлении ниже минимального давления смешиваемости, приближаются друг к другу по мере достижения минимального давления смешиваемости[27].

Минимальное давление смешиваемости CO_2 определяется по температуре, давлению, чистоте растворителя и молекулярной массе тяжелой фракции пластовой нефти. Как правило, минимальное давление смешиваемости возрастает с увеличением температуры и молекулярной массой тяжелой фракции. Холм и Джозендаль отмечают, что развитие смешиваемости растворителей на основе CO_2 является результатом экстрагирования углеводородных компонентов в фазу, насыщенную CO_2 . Поэтому, при заданной температуре и составе нефти к растворителю должно быть приложено достаточно большое сжатие, чтобы способствовать его растворяющей способности по отношению к нефти[3]. Эту растворяющую способность выявляет плотность CO_2 при температуре испытания. На рисунке 3.3 (а) представлено: плотность CO_2 , требуемая для развития смешиваемости при заданной температуре при процентном содержании $C_5 - C_{30}$ фракции нефти C_5^+ . Плотность CO_2 может быть связана с минимальным давлением смешиваемости посредством рисунке 3.3 (б). На минимальное давление смешиваемости CO_2 влияет тип углеводородов (углеводороды ароматического или парафинового ряда), присутствующих в нефти, но в меньшей степени, чем температура и плотность CO_2 .



(a) Растворяющая способность CO₂



(б) Минимальное давление смешиваемости при данной растворяющей способности

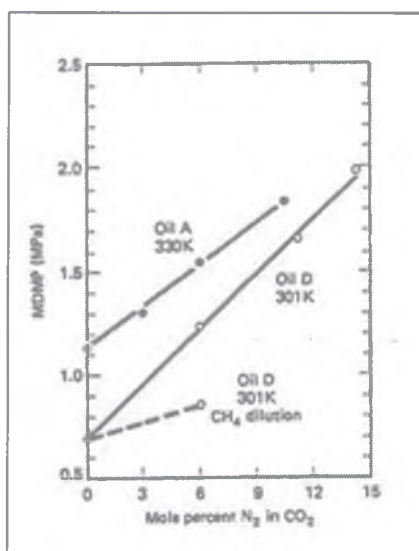
Рисунок 3.3 - Плотность CO₂, требуемая для смешивающегося вытеснения различных нефтей при 90 ° – 190 °F

В нескольких работах дается определение минимального давления смешиваемости для CO₂, содержащего примеси. На рисунке 3.4 представлены результаты воздействия N₂, H₂S и смесей H₂S – CH₄ на минимальное давление смешиваемости CO₂. Метан и особенно азот увеличивают минимальное давление смешиваемости CO₂, тогда как H₂S уменьшает его. Увеличение или уменьшение минимального давления смешиваемости примеси зависит от того, была ли увеличена растворяющая способность растворителя. Растворяющая способность улучшается (минимальное давление смешиваемости уменьшается), если CO₂ разбавляется примесью, критическая температура которого больше критической температуры CO₂. Растворяющая способность ухудшается (минимальное давление смешиваемости возрастает), если CO₂ разбавляется примесью, имеющей критическую температуру меньше критической температуры CO₂.

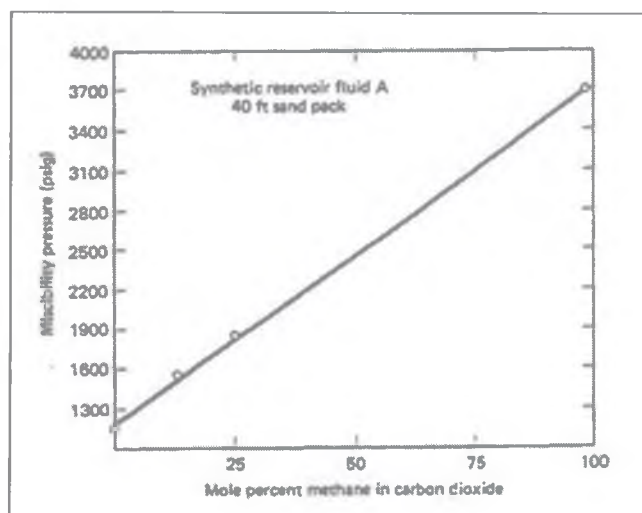
Упомянутая выше идея относительно растворяющей способности может использоваться для оценки минимального давления смешиваемости CO₂, содержащего примеси. Себастьян и др. (1984) скоррелировали минимальное давление смешиваемости разбавленного CO₂ следующим образом:

$$\frac{P_{MM}}{(P_{MM})_{CO_2}} = 1 - (2,13 \cdot 10^{-2})(T_{PC} - T_C) + (2,5 \cdot 10^{-4})(T_{PC} - T_C)^2 - (2,35 \cdot 10^{-7})(T_{PC} - T_C)^3, \quad (3.1)$$

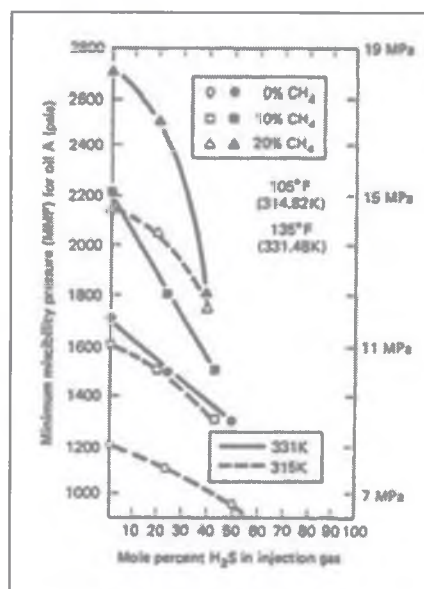
где $T_{PC} = \sum_i T_{Ci} y_i$ – псевдокритическая температура смеси, y_i – мольная доля вещества i в растворе. Знаменатель в левой части уравнения (3.4) можно рассчитать по рисунку 3.3 (б). Ни одна из коррекций минимального давления смешиваемости не является особенно точной; ошибки порядка 0,34 МПа (50 фунтов/кв дюйм) – обычное явление.



а) N₂ и CH₄



б) CH₄



с) H₂S и CH₄

Рисунок 3.4 - Влияние примесей на минимальное давление смешиваемости CO₂

3.5 Корреляции минимального обогащения

Для процесса, в котором участвует сухой газ, результаты экспериментов на тонких трубках дадут оценку количества средних фракций, которое должно быть добавлено, чтобы развилась смешиваемость в режиме вытеснения конденсирующим газом. Такие эксперименты предшествовали экспериментам по определению минимального давления смешиваемости (Бенгам и др., 1961). Кривая нефтеотдачи в этих опытах состояла бы из нескольких кривых, каждая из которых была получена при закачке CO_2 (растворителя), несколько более обогащенного средними фракциями по сравнению с предыдущим, но при постоянном давлении закачки. Когда состав растворителя совпадал с продлением рабочей линии (за счет обратных контактов), нефтеотдача прекращала возрастать при дальнейшем обогащении растворителя средними фракциями [30].

На рисунке 3.5 представлена максимально допустимая концентрация метана в растворителе (сжиженного нефтяного газа), которая приводит к развитию смешиваемости с рассматриваемой нефтью. Коррелировали максимальное разбавление (или минимальное обогащение) с температурой, давлением, молекулярной массой среднего компонента в растворителе и молекулярную массу фракции C_5^+ в нефти.

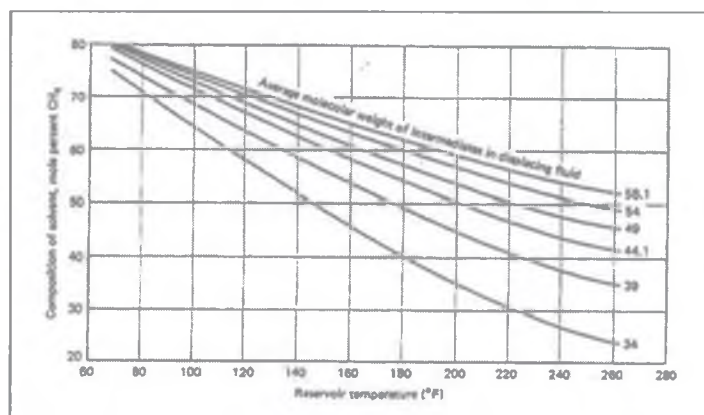


Рисунок 3.5 - Максимальное разбавление метаном растворителя (сжиженного нефтяного газа) для развития смешиваемости при давлении 2,500 фунт./кв. дюйм (абсолют.) и пластовой жидкости, у которой молекулярная масса компонента C_5^+ составляет 240

Минимальное разбавление увеличивается с уменьшением молекулярной массы C_5^+ , давления и температуры, и оно увеличивается с увеличением молекулярной массы среднего компонента.

Направление каждой из этих кривых следует из динамики развития фазового поведения и положения нефти и растворителя на тройной диаграмме. И каждая может быть количественно определена на истинных тройных диаграммах с точными термодинамическими свойствами. Но псевдокомпонентное изображение более трех компонентов на тройной диаграмме не является точным, и это приводит к некоторому затруднению при количественном прогнозировании, как минимального разбавления, так и минимального давления смешиваемости у фактических систем.

4. Технология и системы разработки

В связи с тем, что давление определяет смесимость, состояние смеси нефть – CO_2 и эффективность вытеснения нефти, основными регулирующими элементами технологии процесса являются давление нагнетания CO_2 и поддержание пластового давления.

Оптимальное давление, при котором CO_2 наиболее эффективно вытесняет нефть, следует определять в каждом конкретном случае экспериментально при условиях, близких к пластовым, т. е. определение давления смесимости для пластовых нефтей с CO_2 проводить в пористой среде реального пласта.

Другое важное условие технологии вытеснения нефти CO_2 – его чистота, от которой зависит смесимость с нефтью. Чистый CO_2 (99,8 – 99,9 %) имеет минимальное давление смесимости, лучше смешивается с нефтью и вытесняет ее, а при сжижении может закачиваться в пласты насосами без осложнений и необходимости удаления газов. При содержании в смеси с CO_2 большого количества легких углеводородных и инертных газов нагнетание смеси возможно только в газообразном состоянии [13,10].

Если в пласт закачивается CO_2 в смеси с метаном (природный газ) или азотом (дымовые газы), то давление смесимости будет очень высоким, а эффективность вытеснения нефти CO_2 – сниженной. Это объясняется тем, что метан или азот препятствует смесимости нефти и CO_2 .

Для вытеснения нефти одним CO_2 требуется его большой расход для ощутимого увеличения нефтеотдачи. Ввиду большой разницы вязкостей и плотностей CO_2 и нефти возможны быстрые прорывы CO_2 к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям, гравитационное разделение их и значительное уменьшение коэффициента охвата по сравнению с заводнением. Вследствие этого эффект повышения вытеснения нефти CO_2 может быть меньше потерь в нефтеотдаче за счет снижения охвата вытеснением. С целью экономии CO_2 , предотвращения его прорывов к добывающим скважинам, снижения гравитационных эффектов и увеличения коэффициента охвата, применение CO_2 целесообразно сочетать с заводнением. Применяются

различные модификации этого метода.

4.1 Заводнение карбонизированной водой.

Самый простой способ подачи CO_2 в пласт – нагнетание воды, полностью или частично насыщенной (3 – 5 %) CO_2 . В пласте CO_2 переходит из воды в оставшуюся за фронтом нефть, изменяя ее объем и фильтрационные свойства, вязкость и фазовую проницаемость. При этом фронт концентрации CO_2 в воде значительно отстает от фронта вытеснения. Отставание зависит от коэффициента вытеснения нефти водой, коэффициента распределения CO_2 между нефтью и водой, концентрации CO_2 в воде, давления и температуры и изменяется от 2 до 8 раз, т. е. путь, пройденный фронтом вытеснения нефти водой, в 2 – 8 раз больше пути, пройденного фронтом начальной концентрации CO_2 в воде.

Это обстоятельство значительно увеличивает сроки получения эффекта, длительность разработки нефтяных месторождений и расход нагнетаемой воды. Лабораторные эксперименты и численные расчеты, проведенные в БашНИПИнефти, показывают, что коэффициент вытеснения нефти карбонизированной водой повышается всего на 10 – 15 % при нагнетании в пласты пяти-шести поровых объемов. Коэффициент охвата пласта в случае применения карбонизированной воды несколько выше, чем при обычном заводнении[1]. Это объясняется снижением капиллярных сил на границах фаз и уменьшением контактного угла смачивания водой породы. Гравитационные силы, плотность сетки скважин и система разработки оказывают на процесс вытеснения нефти карбонизированной водой такое же влияние, как и при обычном заводнении.

4.2 Вытеснение оторочкой двуокиси углерода CO_2

Отставания фронта CO_2 от фронта вытеснения нефти водой можно избежать (или значительно уменьшить), нагнетая в пласт чистую CO_2 в виде оторочки в объеме 10 – 30 % от объема пор, продвигаемой затем водой. При

вытеснении нефти из обводненного пласта оторочкой CO_2 будут существовать следующие характерные зоны по насыщенности (несмешивающееся вытеснение) (Рисунок 4.1)[9].

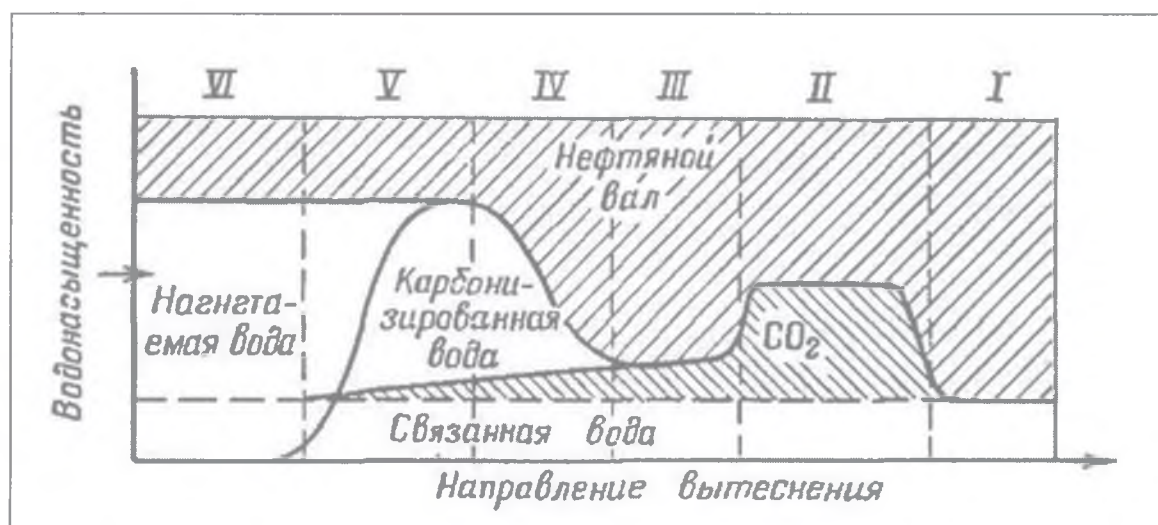


Рисунок 4.1 - Схема вытеснения нефти оторочкой газобразной двуокиси углерода из обводненного пласта и распределения насыщенности воды, нефти и CO_2 при неполной смешимости

- Зона I – однофазное течение нефти в присутствии погребенной воды.
- Зона II – совместное движение CO_2 , нефти и воды, сопровождаемое активным массообменом между этими фазами.
- Зона III – движение нефтяного вала в присутствии погребенной воды и заземленного газа. Здесь происходит массообмен углекислым газом между фазами, но в меньшей степени, чем в зоне II.
- Зона IV – движение карбонизированной воды в присутствии лишенной легких фракций и поэтому малоподвижной нефти и заземленного CO_2 . Массообмен крайне ограничен, так как перед лишенной CO_2 нагнетаемой водой движется вал погребенной воды, которая насыщается на фронте вытеснения нефти CO_2 .
- Зона V – движение нагнетаемой воды в присутствии остаточной

нефти. Содержащийся в нефти CO_2 переходит в нагнетаемую воду, и его концентрация уменьшается в этих зонах от максимального значения до нуля в направлении, противоположном движению потока.

– Зона VI – движение воды в присутствии остаточной нефти и в отсутствие CO_2 .

Если размер оторочки CO_2 невелик, то с течением времени зоны II и III исчезают. Вода обгоняет CO_2 , и происходит вытеснение нефти карбонизированной водой. Между зонами I и IV появляются две новые зоны: зона VII, в которой происходит вытеснение нефти водой, лишенной CO_2 , и зона VIII, в которой нефть вытесняется карбонизированной водой. Насыщение воды CO_2 происходит в зоне IV, т. е. на удалении от линии нагнетания. В результате этого отставание фронта CO_2 от фронта вытеснения (размер зоны VII) при нагнетании оторочки CO_2 всегда меньше, чем при нагнетании карбонизированной воды. В дальнейшем нагнетаемая вода насыщается CO_2 в области заземленного газа.

В конечном счете, заземленный газ исчезает, и в пласте остаются только зоны VI и V. В зоне VI объем нефти, не содержащей CO_2 , значительно меньше, чем в зоне V. Важно то, что вода переносит CO_2 из областей, где нефть практически неподвижна (зоны IV и V), в области, не охваченные воздействием CO_2 . Вследствие этого, в отличие от применения других растворителей или углеводородных газов, даже небольшие оторочки CO_2 обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи.

При увеличении объема нагнетаемого в пласт CO_2 нефтеотдача пласта, естественно, будет увеличиваться (Рисунок 4.2).

Как видно из рисунка 4.2, при увеличении размера оторочки коэффициент вытеснения нефти растет неравномерно, с увеличением оторочки прирост снижается. В результате при небольших оторочках расход CO_2 на тонну дополнительно добытой нефти ниже, чем при больших. С другой стороны, с увеличением оторочки уменьшается срок разработки и сокращается расход нагнетаемой воды. Аналогичная зависимость нефтеотдачи от размера

оторочки получается и в неоднородном пласте. В большинстве случаев (при невысокой неоднородности пластов) оптимальный объем оторочки CO_2 находится в пределах от 20 до 30 % от объема пор (Таблица 4.2)[26].

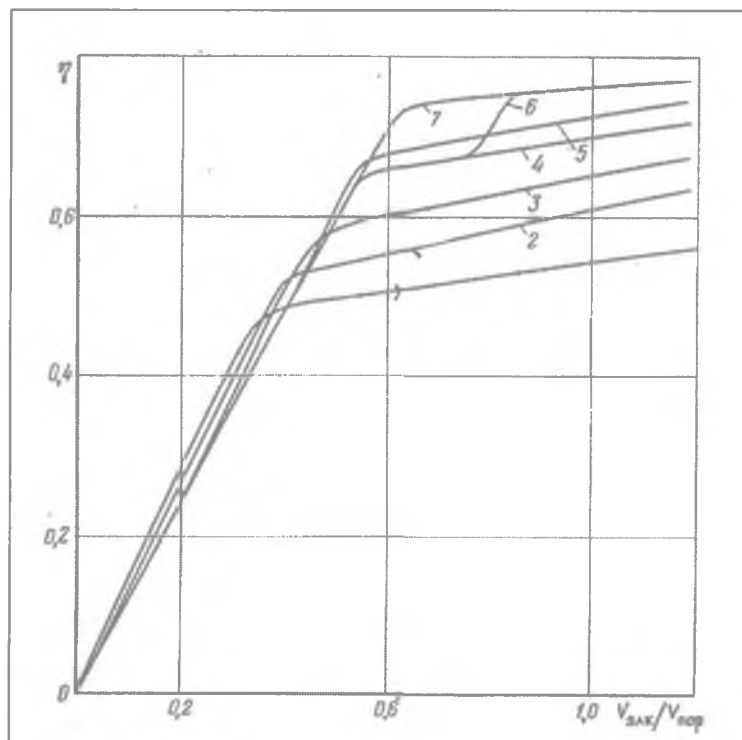


Рисунок 4.2 - Зависимость нефтеотдачи однородного пласта от объема относительной закачки воды при вытеснении нефти водой и оторочками разного размера.

Вытеснение: 1 – водой; оторочкой размером: 2 – 0,05 $V_{\text{пор}}$; 3 – 0,01 $V_{\text{пор}}$; 4 – 0,1 $V_{\text{пор}}$; 5 – 0,2 $V_{\text{пор}}$; 6 – 0,5 $V_{\text{пор}}$; 7 – 0,3 $V_{\text{пор}}$ (по расчету Е.А. Зинкина)

При вытеснении нефти оторочкой CO_2 нефтеотдача очень сильно зависит от условий для гравитационного разделения. При большой вертикальной проницаемости пласта нефтеотдача может быть в 2 – 2,5 раза меньше, чем при нулевой проницаемости по толщине пласта.

Таблица 4.1 - Эффективность вытеснения и доотмыва нефтей различных месторождений оторочками CO₂ (по исследованиям БашНИПНефти)

Месторождение	Коллектор	Проницаемость, мкм ²	Содержание связанной воды, %	Нефть	Вязкость нефти, мПа.с	<i>p</i> , МПа	<i>T</i> , °С	Характер вытеснения	Объем оторочки CO ₂ , доля от объема пор	Прирост коэффициента вытеснения с водой
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ольховское	Песчаник	0,0396	13,9	Пластовая	0,81	18,5	27	Доотмыва	0,3	0,227
		0,0396	13,9	–	0,81	18,5	27	–	0,96	0,552
		0,0455	13,7	–	0,81	18,5	27	–	0,15	0,126
		0,0455	13,7	–	0,81	18,5	27	–	0,86	0,528
Ромашкинское, Абдрахмановская площадь	Песчаник	0,4840	11,2	Пластовая	3,8	11	36	Доотмыв	0,12	0,03
		0,4260	11,5	Модель	3,8	11	36	–	0,12	0,04
		0,2230	12	Пластовая	3,8	11	36	–	0,3	0,132
		0,2270	11,7	Модель	3,8	11	36	–	0,3	0,092
		0,2230	12	–	3,8	11	36	–	0,3	0,119
		0,4930	14,4	–	3,8	11	36	–	0,12	0,029
		0,2470	12	–	3,8	11	36	Вытеснение	1,48	0,235
		0,1540	14,3	–	3,8	11	36	Доотмыв	1,19	0,222
		0,4930	14,4	–	3,8	11	36	–	1,24	0,211
Узенькое	Песчаник	0,0616	44,3	Модель	4,05	11	65	Вытеснение	0,32	0,037
		0,0616	44,3	–	4,05	11	65	–	0,55	0,092
		0,209	47,7	–	4,05	11	65	–	0,3	0,056
		0,209	47,7	–	4,05	11	65	–	0,53	0,103
Якушинское	Известняк	0,077	26	Модель	17,68	10	20	Доотмыв	0,1	0,072
		0,077	26,6	–	17,68	10	20	–	0,3	0,148
Радаевское	Песчаник	0,673	34,6	Модель	47,4	11	26	Доотмыв	0,1	0,072
		0,673	34,6	–	47,4	11	26	–	0,3	0,148

Окончание таблицы 4.1

Козловское	Известняк	0,25	27,1	Модель	9	10	31	Доотмыв	0,15	0,173
		0,25	27,1	–	9	10	31	–	0,75	0,32
		1,033	24,9	–	9	10	31	–	0,15	0,113
		1,033	24,9	–	9	10	31	–	0,4	0,203
		0,985	32,1	–	4,8	10	31	–	0,15	0,113
		0,985	32,1	–	4,8	10	31	–	0,4	0,188
Туймазинское	Песчаник	0,13	9,8	Дегазированная	7,8	10	30	Вытеснение	0,06	0,46
		0,123	12,7	–	8,7	10	30	–	0,15	0,062
		0,123	12,2	–	8,7	10	30	Доотмыв	0,4	0,097
		0,176	11,6	–	8,7	10	30	–	0,4	0,118
		0,123	12,8	–	8,7	10	30	Вытеснение	0,8	0,125
		0,176	12,8	–	8,7	10	30	Доотмыв	0,8	0,196
Арлаиское	Песчаник	0,168	12,5	Дегазированная	30	8	24	Вытеснение	0,05	0,057
		0,168	14,6	–	30	8	24	–	0,1	0,124
		0,168	10	–	30	8	24	–	0,2	0,14
		0,168	13,5	–	30	8	24	–	0,3	0,16
		0,168	12,7	–	30	8	24	–	0,6	0,198
Сергеевское	Песчаник	0,21	10	Модель	8,4	11	40	Доотмыв	0,16	0,08
		0,211	9,9	–	7,86	11	40	–	0,16	0,089
		0,206	9,7	–	8,4	11	40	–	0,21	0,092
		0,215	8,8	–	7,86	11	40	–	0,21	0,1
		0,208	9,4	–	7,86	11	40	–	0,3	0,11
		0,227	10	–	7,86	11	40	Вытеснение	0,8	0,226
		0,035	10,2	–	7,66	11	40	Доотмыв	0,014	0,02
		0,035	10,2	–	7,66	11	40	–	0,23	0,102
		0,124	9,2	–	7,66	11	40	–	0,15	0,057

4.3 Вытеснение чередующимися оторочками CO₂ и воды

Исследования, экспериментальные и аналитические, показывают, что более высокую эффективность от этого метода можно получить, нагнетая необходимый объем CO₂ небольшими порциями попеременно с водой либо одновременно нагнетая CO₂ и воду. Эффективность этого процесса в большей мере зависит от отношения размеров порций CO₂ и воды, т. е. газовой отношения при чередующейся закачке.

С уменьшением этого отношения уменьшается вязкостная неустойчивость продвижения CO₂ (он более равномерно распределяется по пласту), уменьшается вероятность преждевременного прорыва CO₂ по высокопроницаемым слоям в нагнетательные скважины и в результате увеличивается коэффициент охвата. При некоторых соотношениях воды и CO₂ коэффициент охвата может быть выше, чем при обычном заводнении или при нагнетании карбонизированной воды. Вместе с тем при малом соотношении объемов газа и воды процесс по эффективности приближается к закачке карбонизированной воды[29].

При увеличении газовой отношения возможно неблагоприятное проявление гравитационной неустойчивости из-за различных плотностей воды и CO₂. Вода будет стремиться вниз, а CO₂ – к верхней части пласта. Или же при резкой слоистой неоднородности CO₂ будет прорываться в добывающие скважины по высокопроницаемым слоям, а затем туда устремится и вода, обеспечивая низкий охват процессом вытеснения. Поэтому существует оптимальное отношение объемов CO₂ и воды при чередующейся закачке для достижения наибольшего эффекта, которое должно обосновываться специальными исследованиями и расчетами исходя из реальных условий неоднородности пластов, растворимости CO₂ в воде и нефти и др.

Решающий фактор при выборе отношения объемов закачки CO₂ и воды – недопущение прорыва CO₂ к добывающим скважинам. Обычно это отношение может изменяться от 0,25 до 1.

Размеры оторочек (порций) CO₂ и воды могут быть достаточно большими

– до 10 – 20 % от объема пор при полной смесимости CO_2 и нефти, высокой нефтенасыщенности и достаточной однородности пласта. В случае слабой смесимости CO_2 и нефти (тяжелые нефти, низкое давление) порции CO_2 и воды должны быть малыми при чередующейся закачке[11].

С повышением неоднородности пластов и вязкости нефти размеры порций CO_2 и воды должны уменьшаться. При маловязких нефтях и слабой неоднородности пластов, CO_2 целесообразно применять с начала разработки.

В неоднородных пластах и при высоковязкой нефти более высокую конечную нефтеотдачу можно получить, применяя CO_2 на поздней стадии разработки, т. е. в заводненном пласте. Этот неожиданный эффект объясняется различной растворимостью CO_2 в нефти и воде.

4.4 Другие технологии, повышающие охват пластов вытеснением

Кроме вытеснения нефти карбонизированной водой и различными оторочками CO_2 в некоторых проектах для повышения эффективности использования CO_2 предлагалось после попеременного нагнетания CO_2 и воды попеременно нагнетать воду и другой, более доступный газ (природный, дымовой и т. п.). При этом происходит смешивающееся вытеснение нерастворенного CO_2 более дешевым газом, снижается остаточная насыщенность пласта CO_2 и в результате уменьшаются его расходы.

Для уменьшения подвижности свободного CO_2 в пласте при неполной смесимости и повышения охвата возможно применение водорастворимых ПАВ, водных растворов силиката натрия с целью образования пен и геля в высокопроницаемых слоях. Основные проблемы при этом – стабилизация пен, адсорбция ПАВ и сохранение геля в минерализованной среде. Лабораторные эксперименты подтверждают целесообразность осуществления этих мероприятий, повышающих охват вытеснением неоднородных пластов.

В проекте доработки заводненного пласта Б₂ Радаевского нефтяного месторождения (вязкость нефти 20 – 22 мПа с) с использованием CO_2 Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт предложил

нагнетать его попеременно с водным раствором полимера для улучшения охвата и распределения CO_2 по объему пласта. Согласно расчетам, применение полимеров с CO_2 на Радаевском месторождении может повысить прирост нефтеотдачи от 10 до 13 %[9].

Венгерские специалисты реализовали следующую, по их мнению, наиболее эффективную технологию вытеснения нефти CO_2 из истощенных пластов.

Углекислый газ закачивается в истощенный пласт при низком давлении (2 МПа), он замещает в пласте свободные углеводородные газы.

Пластовое давление за счет нагнетания CO_2 повышается от 2 МПа до первоначального (10 – 13 МПа).

При наличии в пористой среде свободного CO_2 нефть вытесняется перенасыщенной карбонизированной водой (28 – 30 м³ CO_2 на 1 м³ воды).

При этой технологии удалось получить коэффициент вытеснения нефти в охваченной части пласта более 90 % при большом расходе CO_2 (около 0,8 от объема пор) и малом расходе воды (0,53 – 0,7 от объема пор). Около 70 % закачанного CO_2 извлекается из пласта, и после регенерации может быть повторно использовано при соответствующем оборудовании. Но такую технологию целесообразно применять лишь в тех случаях, когда рядом с нефтяным месторождением расположен крупный дешевый источник CO_2 , например месторождение природного CO_2 с высокой концентрацией (более 70 – 80 %).

4.5 Системы разработки

Применение CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов не предъявляет особых требований к системе разработки, но она обязательно должна быть внутриконтурная, пятирядная, трехрядная или однорядная, либо должны применяться различные модификации площадного заводнения. Предпочтение должно быть отдано активным, т. е. малорядным системам разработки.

Применение многорядных систем нежелательно ввиду возможного

отбора больших объемов CO_2 первыми рядами добывающих скважин. В случае необходимости применения таких систем следует уменьшать газоводяное отношение.

Размещение скважин для применения метода возможно при любой плотности сетки – до 40 – 50 га/скв и более, так как CO_2 не ухудшает условий дренирования пластов[26]. Как и при обычном заводнении, плотность сетки скважин следует принимать в зависимости от неоднородности пластов по проницаемости и прерывистости исходя из условия более полного охвата дренированием. При разработке пластов, в которых возможна значительная гравитационная сегрегация воды и CO_2 (пласты с большой толщиной и вертикальной проницаемостью), плотность сетки скважин следует увеличивать. При решении вопросов о плотности сетки скважин следует учитывать состояние, герметичность, условия и возможную продолжительность эксплуатации нагнетательных скважин, необходимость бурить скважины – дублиеры и принимать максимальные меры по защите от коррозии металла обсадных труб.

5. Моделирование применения закачки двуокиси углерода

Принимая во внимание все физические параметры, перечисленные в предыдущих разделах, в качестве исходных данных, было принято решение создать несколько гидродинамических моделей, чтобы наглядно соотнести результаты с теорий. Для решения задачи были использовано программное обеспечение, предоставленное нашему институту компанией Schlumberger, а в частности для расчетов применялся Schlumberger Eclipse 100/300, для визуализации Petrel E&P. Относительно точности результатов вышеуказанные программы имеют свои плюсы и минусы, однако целью данной работы не является их перечисление. Далее, после небольшого введения в технологию расчетов, будут представлены примеры моделей и проанализированы их результаты.

5.1 Исходные параметры гидродинамических моделей

5.1.1 Eclipse 100

Целью создания данной модели является проверка максимального коэффициента вытеснения нефти в пластовых условиях. Пример входного файла данной модели можно найти в Приложении А. Быстрый осмотр секции RUNSPEC говорит нам о присутствии 3 фаз, ключевое слово DISGAS означает, что газу разрешается растворяться в нефтяной фазе. Затем указывается, что мы используем модель нелетучей нефти (black oil model), чтобы показать характер смешения газа и нефти. Фактически такая модель является первичной из-за того, что газ может растворяться только в нефтяной фазе и нельзя забывать, что смешиваемость двуокиси углерода в пластовой или пресной воде может достигать больших величин.

В секции GRID указываются физические параметры блоков.

Продуктивный пласт обладает характеристиками, отраженными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики пласта в среде Eclipse 100

Пористость	30%
Абсолютная проницаемость	500 мД
Глубина кровли пласта	2500 м
Толщина пласта	1 м
Нефтенасыщенность	100%
Начальное пластовое давление	300 атм

В секции SUMMARY записываются все темпы закачки и отбора, вместе с насыщенностью в каждом блоке. Параметры скважин вносятся в последней секции. Их расположение можно наблюдать на рисунке 5.1 Слева находится водонапорная скважина, которая симулирует водонапорный режим пласта. Посередине находится газонапорная скважина, за ней идут две добывающих скважины.

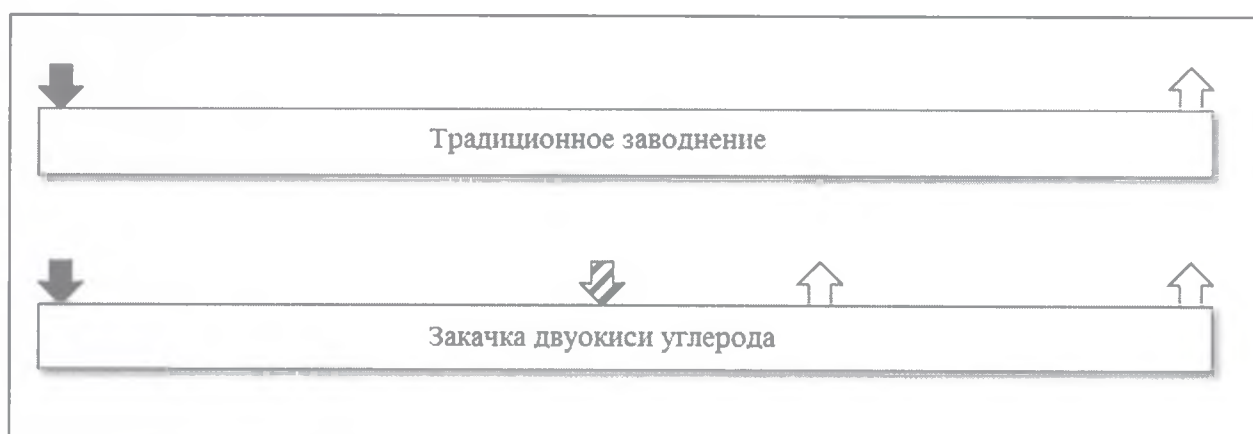


Рисунок 5.1 - Схема расположения скважин

5.1.2 Eclipse 300

После создания модели в среде Eclipse 100 можно усложнить задачу и проанализировать эффективность закачки двуокиси углерода на примере сектора пласта. Отличительной особенностью Eclipse 300 является то, что при расчетах принимаются во внимание множество компонентов нефти: C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7+. Также 300 версия позволяет создавать композиционные модели, где происходит смешиваемое вытеснение, то есть теперь газ может

существовать в газообразном и жидком виде, а также смешиваться не только с нефтью, но и с водой. Этот процесс активируется ключевым словом CO2SOL в секции RUNSPEC.

Для расчетов в данной версии программы используются неявные методы решения, а для уравнения состояния метод Пенга-Робинсона. Также в секции COMPS добавляются такие параметры, как критическое давление и температура.

5.2 Результаты гидродинамического моделирования

5.2.1 Eclipse 100

Целью создания модели была проверка максимального коэффициента вытеснения нефти в пластовых условиях. Для этого в первой модели созданной в Eclipse 100 было построено 60 блоков общей протяженностью 2000 метров. Водонагнетательная скважина находится в блоке 1, закачивающая CO₂ скважина в блоке 30, добывающие скважины в блоках 35 и 60 соответственно. Сначала в работу запускаются водонапорная и правая добывающая скважины. Когда обводненность добывающей скважины достигает 100%, а график накопленной добычи уходит в прямую горизонтальную линию, запускаются газонагнетательная и вторая добывающая скважины. График накопленной добычи представлен на рисунке 5.2.

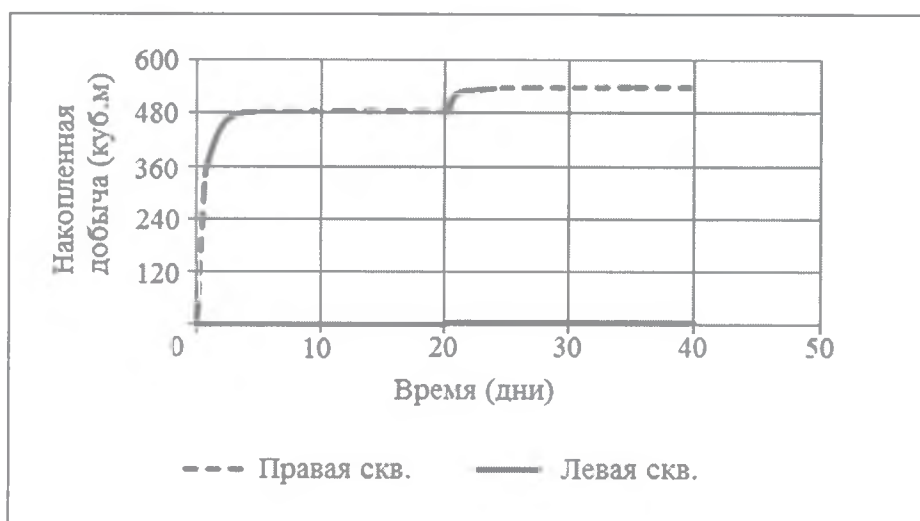


Рисунок 5.2 - График накопленной добычи

По результатам моделирования коэффициент вытеснения составил 93,8%, что вполне соответствует теоретическим данным. График отчетливо показывает объем дополнительно добытой нефти. Её количество составило 82,6 куб. м., что соответствует 17% приросту к нефтеотдаче. Но не стоит забывать, что в данной модели были созданы практически идеальные условия и в реальности такие цифры фактически недостижимы. Также для наглядности на рисунке 5.3 приведены графики темпов отбора воды и CO₂.

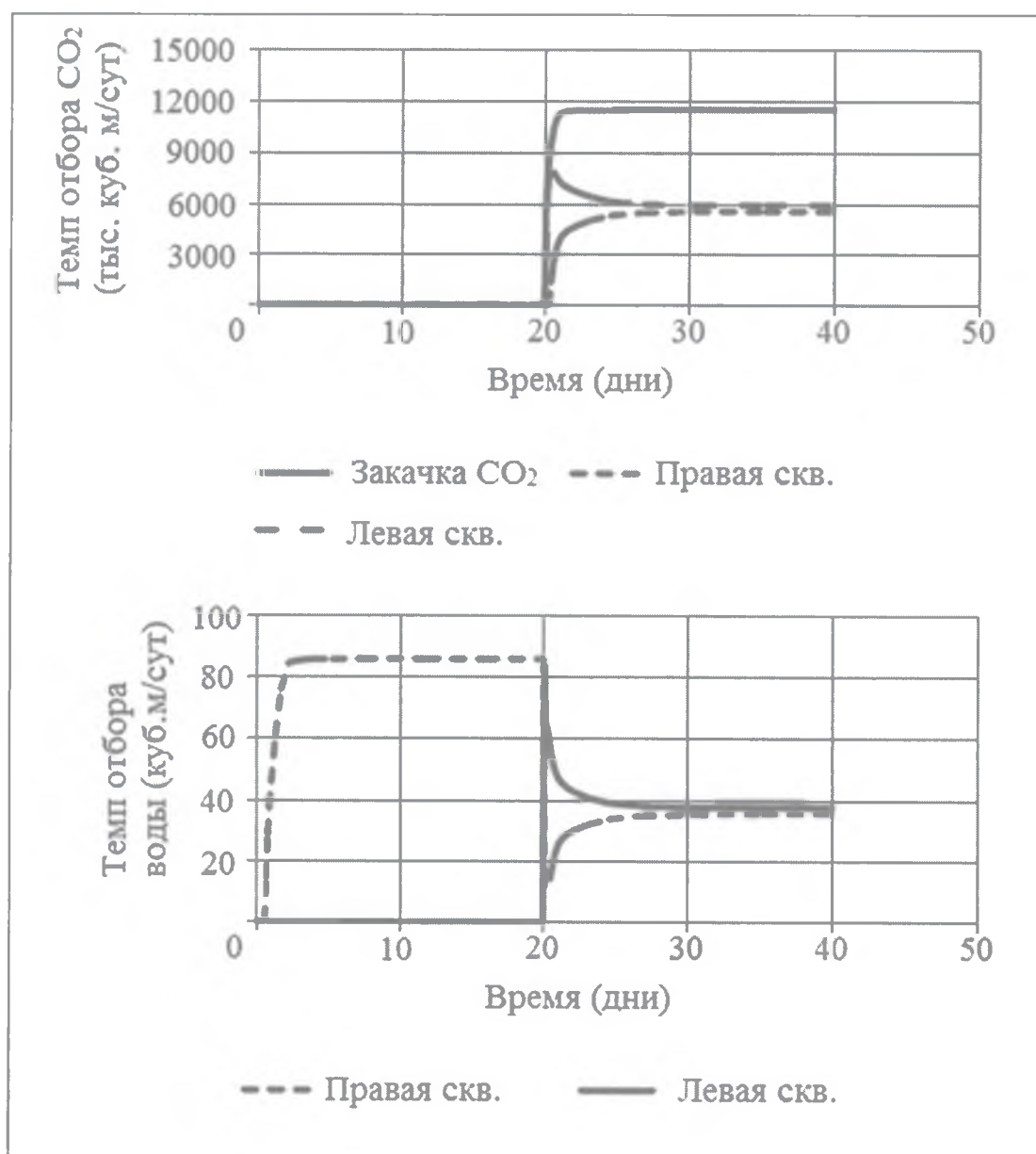


Рисунок 5.3 - График темпов отбора воды и CO₂

5.2.2 Eclipse 300

После получения результатов в среде Eclipse 100 можно продолжать решение поставленных задач. Переходя в среду Eclipse 300, мы получаем большую приближенность к реальным условиям. Дополним эти условия: сделаем пласт анизотропным, увеличим количество ячеек и размеры сектора, добавим в систему подошвенную воду. Однако нельзя забывать, что усложнение модели напрямую влияет на время, которое потребуется для её расчета. Компании нефтяной промышленности в свою очередь обладают большими вычислительными мощностями, чего мы в своей работе себе позволить не можем: в конечном итоге просчет финальной версии модели занимал около восьми часов. Подробные параметры модели можно найти в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Основные характеристики компонентной модели

Размеры представленного сектора	1000м*1000м*30м
Глубина залегания кровли пласта	3000м
Толщина пласта	30м
Пористость	30%
Глубина ВНК	3020м
Размер ячейки	20м*20м*3м
Дебит добывающих скважин	600 м ³ /сут
Период разработки	50 лет
Плотность нефти	870 кг/м ³
Вязкость нефти	5 мПа*с

Выше описаны только основные параметры модели, остальные детали можно найти в исходном файле, приведенном в Приложении А.

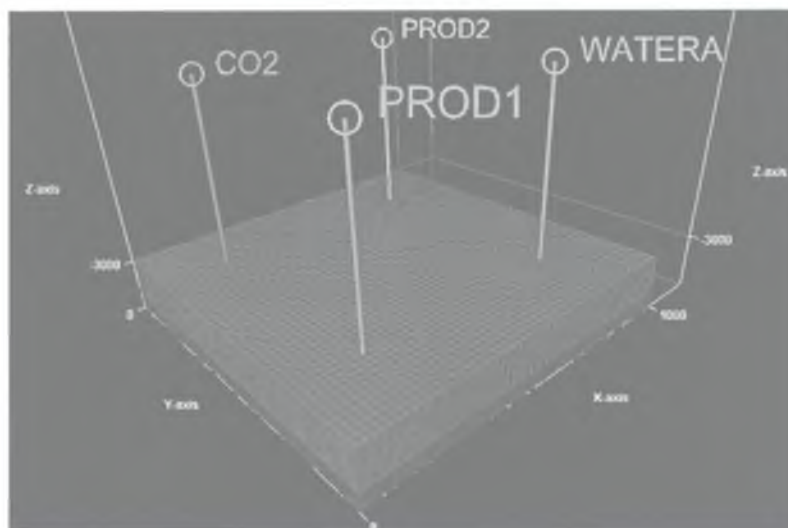


Рисунок 5.4 – Общий вид на созданную модель

Как видно из рисунка 5.4, пласт вскрывают 4 скважины по углам сектора, создавая пятиточечную сетку расположения скважин (отношение добывающих и нагнетательных скважин 1:1). На рисунке изображена финальная версия модели, одновременно на которой присутствуют водонапорная и газонагнетательная скважины. Помимо неё изначально создано еще 2 модели, в которых через нагнетательные скважины закачивается либо только вода, либо только газ в жидком состоянии. Их результаты наглядно показывают разницу в остаточной нефтенасыщенности и накопленной добыче нефти.

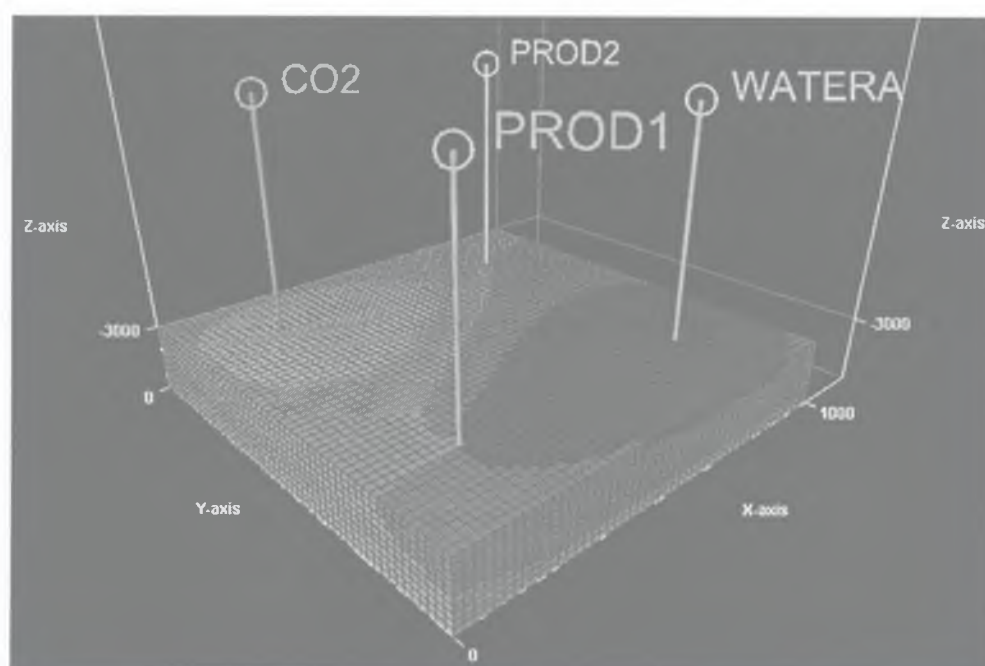


Рисунок 5.5 – Карта насыщенностей через 50 лет разработки

Рисунок 5.5 показывает нам состояние продуктивного пласта в конце периода разработки. С первого взгляда можно заметить неравномерность процесса заводнения – это связано с тем, что проницаемости по осям x и y различны. Синий цвет показывает максимальное насыщение водой, желтый цвет максимального насыщения CO₂, зеленый – зоны, в разной степени насыщенные CO₂.

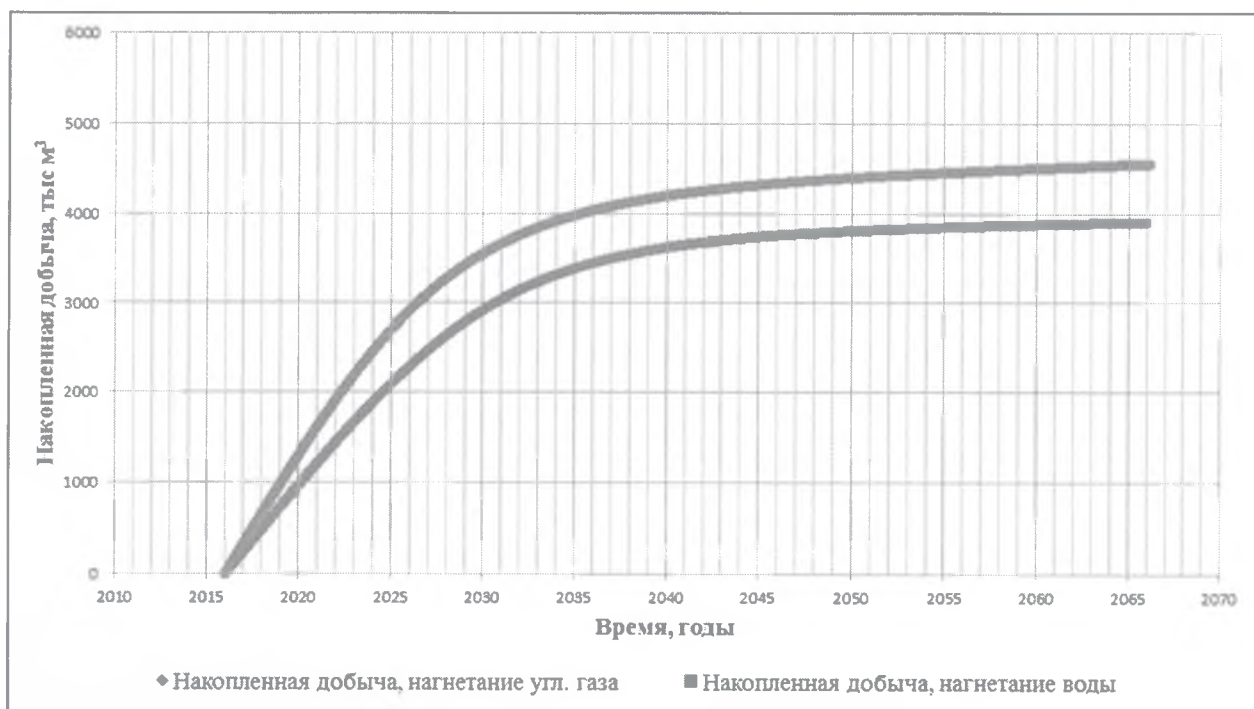


Рисунок 5.6 – График накопленной добычи

Далее по порядку идет сравнение накопленной добычи для случаев, когда происходило воздействие только CO₂ или только водой. При прочих равных условиях мы наблюдаем то, что накопленная добыча при закачке двуокиси углерода в итоге превосходит традиционное заводнение на 12.6%. Данный факт опять же подтверждает теоретические данные.

6. Оценка нефтеотдачи в условиях промысла

В этом разделе мы объединим влияния коэффициента охвата по площади и коэффициента вытеснения.

Предположим, у нас есть график зависимости средней концентрации растворителя и нефти от безразмерного времени при одномерном вытеснении. Он может быть построен по суммарному материальному балансу, полученному в лабораторном опыте, или может быть результатом расчета движения отдельных фаз в многофазовом потоке.

На рисунке 6.1 представлены экспериментальные результаты, полученные в процессе развитого смешивающегося вытеснения на керне песчаника Бириа, в котором остаточная нефть вытеснялась CO_2 при соотношении попеременно закачиваемых воды и газа $W_R = 0$. Отклонение этого вытеснения от прямолинейного пути следования состава на тройной диаграмме было невелико. В опытном вытеснении исходная обводненность составляла 1,0 и снизилась почти до 0,15 при $t_D = 0,15$.

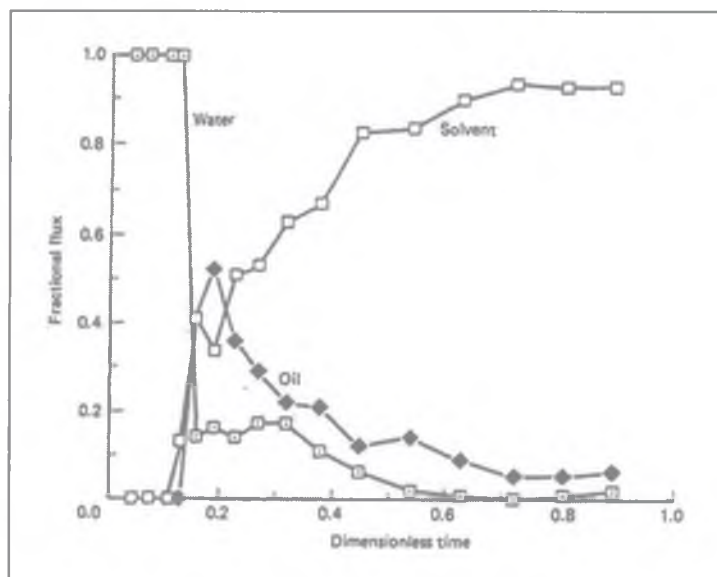


Рисунок 6.1 - Изменение характеристики выходящего потока в заводнении с применением CO_2 (Уайтхед и др., 1981)

Далее рассматривать средние концентрации, которые получены в результате экспериментов (Рисунок 6.2). Сплошные линии являются решением

для движения отдельных фаз в многофазовом потоке.

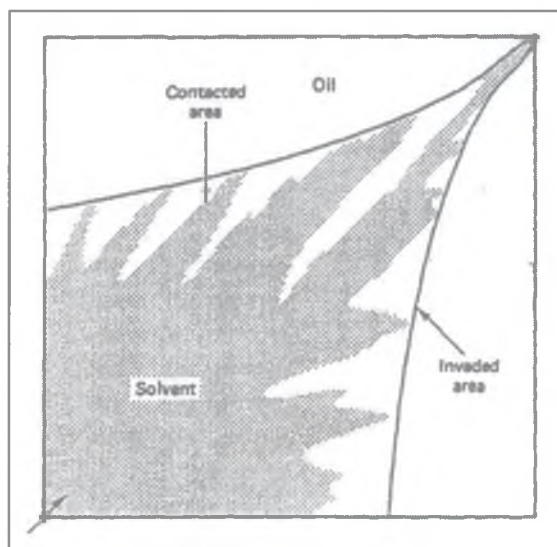


Рисунок 6.2 - Схематическое изображение контактной зоны и зоны проникновения при пятиточечной схеме размещения скважин

В этом разделе мы проиллюстрируем поправку этих данных только на коэффициент охвата по площади. Поправка на коэффициент охвата по мощности делается аналогичным образом, за исключением того, что мы должны использовать функцию коэффициента охвата по мощности, а не по площади. Поправка, исходя из охвата по площади, была бы так же правильной, если усредненные кривые концентрации скорректировать по охвату по мощности, т.е. если их усреднить по поперечному сечению, используя псевдофункции.

Т.к. мы явно включаем образование языков в результате разности вязкостей в среднюю функцию концентрации, важно не включить его также в корреляцию охвата по площади. Кларидж предвидел это событие, определив коэффициент охвата «зоны проникновения» (Рисунок 6.3). Он определил, что корреляция охвата по площади Кодла и Уитта (1959) лучше всего аппроксимировала охват зоны проникновения, и вывел уравнения для описания потока в условиях ограниченной пятиточечной схемы размещения скважин. Кроме того, он разработал методику комбинирования охвата по площади и мощности для вторичных процессов вытеснения, в которых не применяется

попеременная закачка воды и газа. Наша методика – это обобщение методики Клариджа для заводнений, смешивающихся при первом контакте, с произвольным соотношением попеременно закачиваемых воды и газа и произвольных исходных условий.

Участок проникновения определяется кривой, соединяющей противоположные концы языков (Рисунок 6.2), и получается из произведения коэффициента охвата участка проникновения по площади (E_A) и площади участка. E_A , как функция безразмерного времени и соотношения подвижностей, здесь она не повторяется, хотя ее можно было бы дать графически для конкретного случая. На рисунке 6.2 представлена контактная площадь – это площадь, фактически занимаемая языками CO_2 .

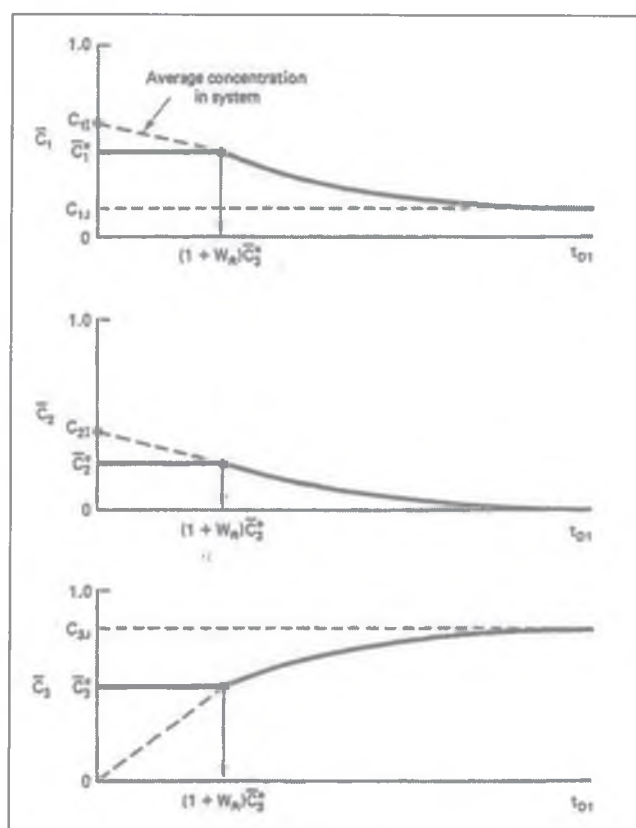


Рисунок 6.3 - Схематическое изображение поведения средних концентраций

Центральное место в этой методике занимает идея средних концентраций позади фронта. Мы определяем их как средние концентрации в зоне проникновения:

$$\bar{C}_i = \frac{\text{Объем компонента } i \text{ в зоне проникновения}}{\text{Объем зоны проникновения}} \quad (6.1)$$

Средними концентрациями в контактной зоне являются (C_1, C_2, C_3) , закачанные концентрации. \bar{C}_i равны функциям средних концентраций после прорыва; до этого они постоянны и равны их величине в момент прорыва \bar{C}_i^0 (Рисунок 6.4).

Т.к. E_A и \bar{C}_i являются известными функциями времени, суммарная добыча компонента i равна:

$$N_{pi} = \int_0^t F_{ij} q dt - V_p E_A (\bar{C}_i - \bar{C}_{ij}), i = 1, 2, 3 \quad (6.2)$$

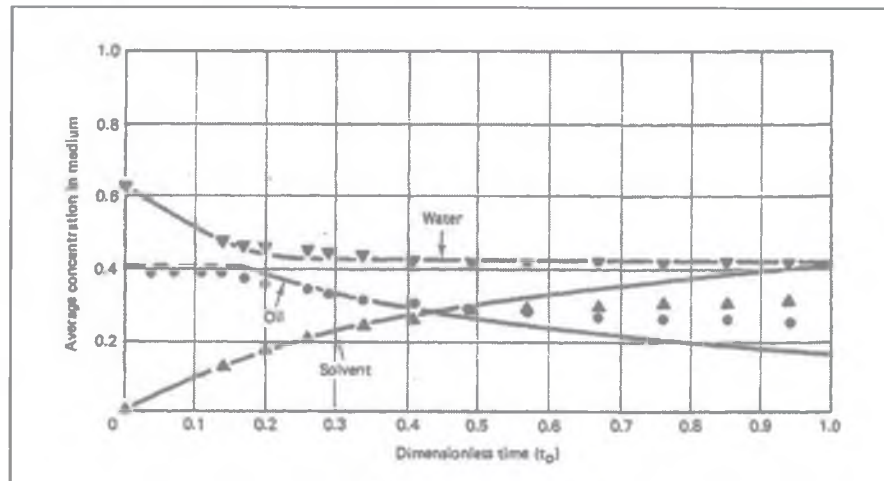


Рисунок 6.4 - Средняя концентрация, полученная в экспериментальном вытеснении

В уравнении (6.2) q – это скорость закачки добычи, V_p – общий поровый объем, а t – время. Все объемы в этом уравнении – это поровые объемы. Для нефти, в частности, мы можем написать

$$N_{p2D} = E_A \left(1 - \frac{\bar{C}_2}{C_{2I}}\right) \quad (6.3)$$

где N_{p2D} – суммарная добытая нефть, выраженная в виде доли нефти, содержащейся в пласте на начало закачки растворителя ($N_{p2}/V_p C_{2I}$). Чтобы выразить нефтеотдачу в виде доли начального (на момент открытия месторождения) количества нефти в пласте, уравнение (6.3) нужно умножить на отношение C_{2I} к $(1 - S_{1r})$ – начальную нефтенасыщенность.

Здесь мы начинаем использовать t_{D1} в виде функции времени для C_i и t_{D2} для E_A , т.к. ни одна функция, как правило, не зависит явно от реального безразмерного времени t_D в уравнении (6.3). Ниже мы устанавливаем соотношение между t_{D1} , t_{D2} , t_D .

Прорыв происходит при $t_{D1} = (1 + W_R) \bar{C}_3^0$, где \bar{C}_3^0 – это средняя концентрация CO_2 позади фронта или перед прорывом. На (Рисунок 6.4) представлены кривые, показывающие зависимость средней концентрации в одномерной системе от t_{D1} (пунктирные линии).

Средние концентрации системы и средние концентрации позади фронта после прорыва совпадают.

Представим непрерывную одномерную проницаемую среду с известными $\bar{C}_2 = \bar{C}_2(t_{D1})$ и $\bar{C}_3 = \bar{C}_3(t_{D1})$.

Соответствующим определением для t_{D1} является следующее:

$$t_{D1} = \frac{\text{Объем растворителя} + \text{закачанная вода}}{\text{Объем в зоне проникновения}} \quad (6.4)$$

Если мы определяем области, в которых течение отсутствует, с помощью областей, в которые не было проникновения (Рисунок 6.2), безразмерное время t_{D1} принимает вид:

$$t_{D1} = \frac{t_D}{E_A} \quad (6.5)$$

С другой стороны, рассмотрим равномерную пятиточечную систему с известным $E_A = E_A(t_{D2})$, в которую одновременно закачивают растворитель и воду. Если нефть и вода в области проникновения рассматриваются как часть скелета породы, соответствующее безразмерное время t_{D2} принимает вид:

$$t_{D2} = \frac{\text{Объем закачанного растворителя}}{\text{Объем растворителя в области проникновения}}, \quad (6.6)$$

который можно разложить на следующие части:

$$t_{D2} = \frac{\text{Объем закачанного растворителя}}{\text{Объем растворителя + закачанная вода}} \times \frac{\text{Объем растворителя + закачанная вода}}{\text{Объем системы}} \times \frac{\text{Объем системы}}{\text{Объем растворителя в области проникновения}} \quad (6.7)$$

После прорыва t_{D2} можно записать по нашей терминологии, как:

$$t_{D2} = \frac{t_D}{(1+W_R)C_3} \quad (6.8)$$

Уравнения (6.5) и (6.8) являются соотношениями между различным безразмерным временем. Кларидж называет t_{D1} и t_{D2} кажущимися поровыми объемами, закачанными при соответствующей переменной. t_D можно исключить из уравнений (6.5) и (6.8), получив следующее:

$$t_{D1} = \frac{t_{D2}}{E_A} (1+W_R)C_3 \quad (6.9)$$

Данные полученные из уравнений (6.5) и (6.9) можно подтвердить,

отметив, что, когда прорыв происходит в площадном измерении, он также происходит и в одномерном измерении. Так, при прорыве мы представим $t_{D2} = E_A$, $\bar{C}_3 = \bar{C}_3^0$ в уравнении (6.9) и мы получим $t_{D1} = (1 + W_R)\bar{C}_3^0$. Сравнив экспериментальные данные с (Рисунок 6.4) можно сделать вывод о том, что это действительно правильное безразмерное время прорыва для одномерной системы.

Метод расчета правильных t_{D1} , t_{D2} и t_D является итеративным.

Рассчитаем соотношение подвижностей \bar{M} , которое должно использоваться в корреляции охвата по площади. Мы определяем соотношение подвижностей, исходя из средних концентраций позади фронта в момент прорыва.

$$\bar{M} = \frac{(\lambda_{r1})_{\bar{C}_1^0}}{(\lambda_{r1})_{\bar{C}_2^0}} \quad (6.10 \text{ (a)})$$

Для этого нужны кривые относительной проницаемости. Если кривых нет, \bar{M} можно рассчитать по одномерным данным следующим образом:

$$\bar{M} \cong \frac{(q / \Delta P)_{\text{конеч}}}{(q / \Delta P)_I} \quad (6.10 \text{ (б)})$$

где q – объемный расход, а ΔP – суммарный перепад давления. Численная величина \bar{M} не меняется во время расчета.

Для этой величины \bar{M} найдем коэффициент охвата по площади в момент прорыва $t_{D2}^0 = E_A^0$. Безразмерное время прорыва для комбинированного коэффициента охвата по площади и вытеснения равно $t_D^0 = E_A^0(1 + W_R)\bar{C}_3^0$ из уравнения (6.8). Итеративные вычисления начинаются с t_D^0 .

Установим $t_D > t_D^0$.

Выберем $t_D > (1 + W_R) \overline{C}_3^0$.

Рассчитаем $\overline{C}_3(t_{D1})$ из одномерных результатов.

Рассчитаем t_{D2} из уравнения (6.8).

Рассчитаем $E_A(t_{D2})$ из корреляции охвата по площади.

Рассчитаем t_{D1} из уравнения (6.5).

Тест на сходимость. Если t_{D1} , рассчитанные на этапах 4 и 8, разнятся менее, чем на какую-то небольшую установленную допустимую величину, сходимость получена; если нет, повторно рассчитаем t_{D1} и вернем к этапу 4.

Рассчитаем суммарную добычу нефти по уравнению (6.3) и рассчитаем комбинированное движение отдельных фаз каждого компонента

$$F_i^T = \left(1 - \frac{dE_A}{dt_{D2}}\right) F_i(t_{D1}) + \frac{dE_A}{dt_{D2}} F_{ij} \quad (6.11)$$

Увеличим t_D и вернем к этапу 3 для более позднего времени. Вся процедура продолжается до тех пор, пока t_D не будет больше, чем некий установленный максимум. Процедура дает сходимость за 2 – 4 итерации на этап, путем простой подстановки. Комбинированное движение отдельных фаз в уравнении (6.11) представляет собой вклад зоны проникновения (первый член) и зоны, в которую проникновения не было (второй член), причем все выражения рассчитывались при последовательных значениях t_D , t_{D1} и t_{D2} . Члены F_i в уравнении (6.11) взяты из одномерных кривых, и производные получили численную оценку. Раз $F_i^T(t_D)$ известно, мы рассчитываем скорости компонентов в стандартных объемах, как

$$q_i = \frac{q F_i^T}{B_i}, i = 1, 2, 3 \quad (6.12 \text{ (a)})$$

соответствующие реальному времени t путем преобразования.

$$t_D = \int_0^t \frac{q dt}{V_p} \quad (6.12 \text{ б})$$

На (Рисунок 5.5) представлены результаты поправок на коэффициент охвата по площади, применительно к данным (Рисунок 6.4). Ось y показывает суммарную добытую нефть в виде доли от начального количества нефти в пласте на начало закачки растворителя, а ось x показывает каждое из трех безразмерных времен. Случай, в котором используется комбинированный коэффициент охвата по площади вытеснения, показывает более ранний прорыв, чем два других случая, и за исключением более раннего времени, везде дает меньшие показатели. Комбинированная доленая нефтеотдача в конкретное безразмерное время не является просто произведением коэффициента площадного охвата и вытеснения в это время. Соответствующее безразмерное время для последовательно определяемых двух последних факторов дается уравнениями (6.5) и (6.8). Для этого конкретного случая (Рисунок 6.5) представлено: комбинированная нефтеотдача приблизительно в равной степени зависит от коэффициента охвата по площади и коэффициента вытеснения[11].

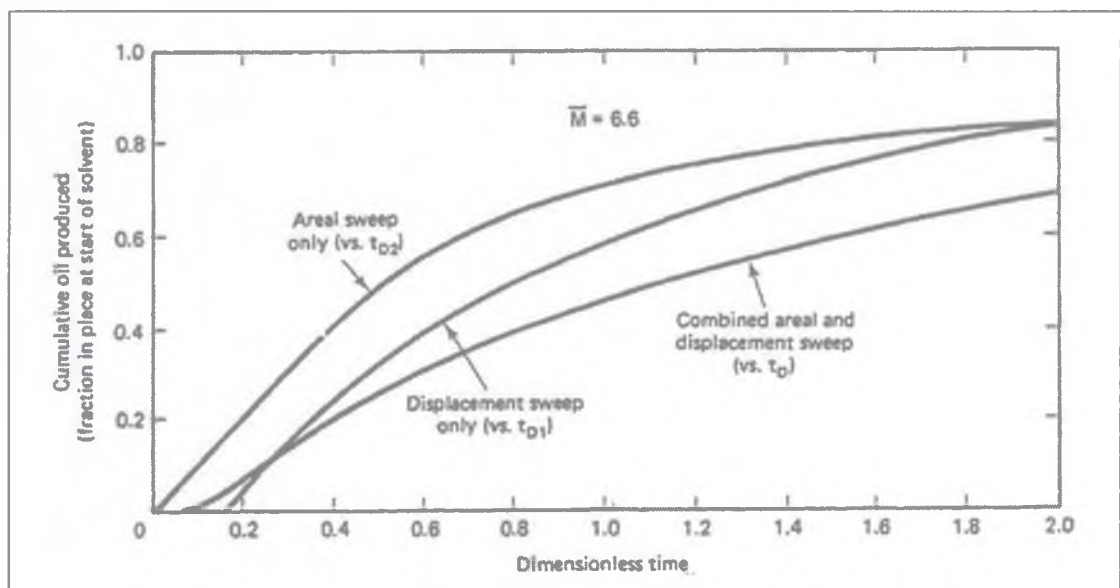


Рисунок 6.5 - Расчетное суммарное количество добытой нефти

7. Технологическая и экономическая эффективность

Эффект от использования CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов выражается в повышении коэффициента вытеснения за счет объемного расширения нефти, растворимости и смесимости его с нефтью (устранение капиллярных сил) и снижения вязкости нефти. В зоне пласта, где прошел CO_2 , средняя остаточная нефтенасыщенность снижается в 1,5 – 2 раза, а коэффициент вытеснения нефти может достигать в среднем 85 – 90 %, т. е. на 15 – 25 % выше, чем при заводнении [22,27].

Однако эффект в увеличении нефтеотдачи пластов не так высок, как в увеличении коэффициента вытеснения нефти, ввиду уменьшения охвата пласта рабочим агентом.

Снижение вязкости нефти и несущественное увеличение вязкости воды при растворении в них CO_2 (на 15 – 20 %) не всегда могут компенсировать отрицательное действие гравитационных сил и высокой подвижности CO_2 в пласте, если он не смешивается с нефтью. Поэтому охват неоднородных пластов процессом вытеснения CO_2 при неполной смесимости с водой может быть на 5 – 15 % меньше, чем при заводнении, если не принять особых мер по увеличению охвата.

В результате этого, увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи пластов от применения CO_2 может составлять лишь 7 – 11 %. Например, на месторождении Келли Снайдер, после закачки 8 % CO_2 от объема пор пласта на участке I, около 80 % CO_2 и воды поступало в слои пласта, составляющие лишь 20 % от объема залежи, а другие слои, занимающие 50 % от объема залежи, принимали меньше, чем 20 % от объема закачки CO_2 .

Главная задача при использовании CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов заключается в применении всех возможных средств и способов повышения охвата пластов рабочим агентом, т. е. в уменьшении отрицательного влияния гравитационных сил и подвижности CO_2 . Этого можно достигнуть соответствующими технологиями нагнетания CO_2 и воды, вскрытием пластов в скважинах, изоляцией интервалов пласта, забойным

оборудованием, размещением скважин в зависимости от геолого-физических особенностей конкретных месторождений.

Важный показатель эффективности использования CO_2 – отношение объема закачанного в пласт CO_2 к объему дополнительно добытой нефти. Это отношение, естественно, зависит от многих факторов – свойств нефти, насыщенности и неоднородности пласта, а также в значительной мере от технологии – размера оторочек. Размер оторочки может составлять 10 – 30 % от объема пор. С ростом размера оторочки CO_2 увеличивается эффект, выражающийся в повышении нефтеотдачи пласта. Но одновременно возрастает и расход CO_2 на тонну дополнительно добытой нефти[29].

На основе экспериментальных исследований, аналитических расчетов на математических моделях пластов, и проводимых промысловых опытов можно считать, что при оптимальных условиях применения CO_2 расход его на тонну дополнительной нефти будет находиться в пределах от 800 до 2000 м³, а при утилизации и реинжекции CO_2 – от 500 до 1300 м³, или 1 – 2,5 т/т[8].

На эффективность процесса вытеснения нефти CO_2 большое влияние оказывает исходная нефтенасыщенность. Чем больше нефтенасыщенность пласта к началу применения CO_2 , тем выше эффект, так как большая часть CO_2 расходуется на полезное насыщение, расширение и вытеснение нефти.

Соотношение объемов воды и газа существенно влияет на охват пластов процессом вытеснения и на эффективность применения CO_2 . Поэтому при использовании CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов исключительно важно определить оптимальные размеры оторочек и соотношения воды и газа при их чередующейся закачке в конкретных геолого-физических условиях месторождений. Это возможно лишь на основе математической (адекватной процессу модели) достоверной информации о строении и состоянии насыщенности пласта и правильных экономических критериев.

Экономически эффективность применения CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов определяется исходя из его расходов на единицу объема нефти на устье нагнетательной скважины, т. е. удельной дополнительной

добычи нефти, и цены на нефть.

Затраты на CO_2 могут изменяться в широких пределах в зависимости от источника его получения.

Природный CO_2 из залежей, расположенных вблизи нефтяных месторождений, будет, очевидно, наиболее дешевым. Природные скопления CO_2 у нас пока обнаружены на Семивидовском месторождении (Западная Сибирь) и Астраханском. Он содержит до 20 – 30 % неактивных компонентов – метана, азота и др.

Наибольшие ресурсы искусственного CO_2 дают электростанции, заводы по получению искусственного газа из угля, сланцев и другие химические заводы. Из дымовых газов тепловой электростанции мощностью 250 МВт можно получить 2,5 млн. т CO_2 в год.

Заводы по получению искусственного углеводородного газа из угля выбрасывают как побочный продукт в 3 – 4 раза больше CO_2 , чем целевого продукта. Этот газ должен быть очищен, сжат и транспортирован к нефтяным месторождениям.

8. Недостатки метода, ограничения, проблемы

Основной недостаток метода извлечения остаточной нефти при помощи CO_2 заключается в: снижении охвата пластов вытеснением по сравнению с обычным заводнением, особенно при неполной смесимости его с нефтью. Если, бы удалось обеспечить охват пластов вытеснением CO_2 такой же, как при заводнении, то можно было бы получить существенное увеличение нефтеотдачи пластов, так как в зоне, где проходит CO_2 , смешивающийся с нефтью, остается очень мало остаточной нефти – 3–5 %[10]. Уменьшить снижение охвата пластов вытеснением, как отмечалось, можно разными способами – улучшением условий смесимости чередующимися оторочками воды и газа, изменением их размера, селективной изоляцией определенных интервалов пластов для выравнивания продвижения CO_2 , циклическим воздействием на пласты, соответствующим размещением скважин и вскрытием в них пластов и др.

Другим недостатком метода, видимо, следует считать то, что CO_2 при условиях неполной смесимости с нефтью экстрагирует из нее легкие углеводороды, уносит их, а тяжелые фракции нефти остаются в пласте. Извлечь их в последующем будет труднее, так как они становятся менее подвижными и, возможно, выпадают на поверхность пор, изменяя смачиваемость среды.

Ограничением для применения CO_2 с целью повышения нефтеотдачи пластов, помимо геолого-физических критериев, будет, очевидно, наличие ресурсов CO_2 в районе нефтяных месторождений или доступных для транспортировки к месторождениям при благоприятных экономических показателях. Можно считать, что удаление источника CO_2 от месторождения более чем на 400 – 600 км, стоимость его (на устье нагнетательных скважин) более 40 – 50 руб / 1 м³. и низкая отпускная цена на нефть будут серьезными помехами для применения CO_2 в промышленных масштабах.

К самым сложным проблемам, возникающим при использовании CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся возможность коррозии нагнетательных и добывающих скважин и нефтепромыслового оборудования,

необходимость утилизации CO_2 – удаления из добываемых углеводородных газов на поверхности и повторной инъекции в нефтяные пласты. Чистый CO_2 (без влаги) не опасен в отношении коррозии. Но при чередовании с водой в нагнетательной скважине или после смешивания с ней в пласте и при появлении в добывающих скважинах и на поверхности он становится коррозионно-активным.

Сложной технической проблемой является транспорт жидкой CO_2 , распределение ее по скважинам, требующие специальных труб, качества сварки и т. д.

При использовании совместно с CO_2 воды, несовместимой с пластовой, создаются более благоприятные условия для выпадения солей в пластах, призабойных зонах скважин, подъемных трубах, поверхностном оборудовании и пр.

Существенным недостатком, ограничивающим внедрение метода, является относительно большое поглощение CO_2 пластом – потери достигают 60 – 75 % от общего объема закачки. Они обусловлены удержанием CO_2 в тупиковых порах и застойных зонах. Все это приводит к большому удельному расходу CO_2 на тонну дополнительно добытой нефти.

9. Будущее метода

Из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов использование CO_2 , пожалуй, наиболее универсально и перспективно. По механизму процессов взаимодействия CO_2 с нефтью, водой и породой метод обладает бесспорными преимуществами по сравнению с другими. Особенно важное преимущество метода заключается в возможности применения его в заводненных пластах и относительной простоте реализации. По совокупности факторов, этот метод можно рассматривать как наиболее приоритетный метод увеличения нефтеотдачи пластов, применимый на большей части нефтяных месторождений с устойчивым повышением нефтеотдачи пластов от 5 до 12%. Однако, применение метода в будущем будет определяться в основном ресурсами природного CO_2 , так как потребности в нем (примерно 1000 – 2000 м^3 на тонну добычи нефти) трудно будет удовлетворить за счет отходов химического производства, хотя этот источник CO_2 экономически рентабелен[3,11].

Потенциальные возможности метода увеличения нефтеотдачи пластов при помощи CO_2 , по прогнозам Управления технологических оценок конгресса и Национального нефтяного совета США, могут достигать 40 – 50 % от всех запасов нефти, дополнительно извлекаемых новыми методами (1,1 – 5,8 млрд. т) в зависимости от многих факторов – цены на нефть, минимальной нормы прибыли, стоимости природного CO_2 , эффективности технологии и др. Дополнительные извлекаемые запасы нефти в США за счет применения CO_2 , по оценкам, могут составлять 0,5 – 3 млрд. т. Уровень дополнительной добычи нефти в 2000 г. составил от 30 до 150 млн. т/год[11].

Максимальные значения дополнительных извлекаемых запасов и уровня добычи нефти определены при экстремально благоприятных условиях – цена на нефть достигает стоимости альтернативных видов жидкого топлива (искусственной нефти из угля или сланцев), технология процесса высокоэффективная, норма прибыли 10 %, стоимость CO_2 не превышает 35 дол. за 1000 м^3 и др[5].

Перспективы применения CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов в нашей стране также весьма широкие. Составлены проекты и проводятся необходимые подготовительные работы для нагнетания CO_2 в нефтеносные пласты на многих месторождениях (Козловское, Радаевское, Абдрахмановская площадь Ромашкинского месторождения, Сергеевское, Ольховское и др.) (Таблица 9.1). В дальнейшем метод увеличения нефтеотдачи пластов с использованием CO_2 , естественно, будет применяться во все возрастающих масштабах.

Таблица 9.1 - Основные технологические показатели применения CO₂ (по данным БашНИПИнефти) на некоторых объектах

Показатели	Сергеевское	Ольковское	Радаевское	Козловское	Ромашкинское, Абдрахмановская площадь
Коллектор	Песчаник	Песчаник	Песчаник	Песчаник + известняк	Песчаник
Проницаемость, <i>мкм</i> ²	0,23	0,04	1,54	0,24 – 0,28	0,548
Вязкость пластовой нефти, <i>мПа с</i>	5,7	0,72	20 – 30	7 – 6,1	4
Пластовая температура, °C	40	27	26,5	30 – 31	36
Текущее пластовое давление, <i>МПа</i>	18,1	18,5	12,7	12,6	16,8
Число скважин:					
добывающих	50	76	86	50	325
нагнетательных	16	25	27	22	93
Состояние разработки к началу применения метода, %:					
нефтеотдача	22,8	28,8	42,7	42,6	45,2
обводненность	51	28,3	82,7	80,9	80,2
Объем оторочки CO ₂ , % от объема пор	15	15	12	12	30
Среднее соотношение CO ₂ : H ₂ O	1 : 1,5	1 : 1	1 : 3,1	1 : 2,8	1 : 3
Прирост конечной нефтеотдачи, %	10,4	12,4	12,8	10,4	13
Дополнительная добыча нефти на 1 т израсходованного CO ₂ , т	0,56	0,48	0,89	0,67	0,32

10. Применение закачки двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пласта с учетом мирового опыта

10.1 Реализуемые проекты

Первый промысловый эксперимент по нагнетанию CO_2 в нефтяной пласт в России был проведен на Александровской площади Туймазинского месторождения. Опытный участок включал в себя одну нагнетательную и две добывающие скважины и имел следующую геолого-промысловую характеристику: площадь по линии скважин 14,2 га, объем пор 258 800 м³, нефтенасыщенная толщина пласта 6,1 м, пористость 22 %, проницаемость 0,6 мкм², вязкость нефти в пласте 15 мПа с, расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами 338 и 263 м соответственно.

До начала эксперимента в нагнетательную скважину было закачено 80000 м³ воды. В декабре 1967 г. приступили к закачке в пласт CO_2 в виде карбонизированной воды. Одновременно с нагнетанием CO_2 в насосно-компрессорные трубы в межтрубное пространство закачивалась техническая вода с расходом 150 – 220 м³/сут. На забое скважины происходило смешивание закачиваемых CO_2 и воды со средней концентрацией 1,4 %. Всего было закачено два объема пор карбонизированной воды, в том числе 4780 т CO_2 , что составило около 2 % от объема пор.

Результаты исследований профиля приемистости нагнетательной скважины свидетельствуют об увеличении охвата пласта заводнением по толщине на 30 %. Приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 30 – 40 %. В целом по участку за счет закачки карбонизированной воды, по оценке БашНИПИнефти, дополнительно добыто 27,3 тыс. т нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6 % от его начальных запасов по сравнению с закачкой воды. На тонну закачанного CO_2 дополнительно добыто 5,8 т нефти. Такой эффект явно завышен.

В Венгерской Народной Республике (ВНР) имеется ряд месторождений, содержащих значительные объемы CO_2 . Этим объясняется большой интерес,

проявляемый в этой стране к использованию CO₂ для увеличения добычи нефти, к теоретическим и экспериментальным исследованиям в этом направлении. Для проведения промышленного эксперимента была выбрана средняя линза участка Верхнее Лишпе месторождения Будафа (ВНР) (Таблица 10.1).

Таблица 10.1 -Геолого-промысловая характеристика участка Верхнее Лишпе месторождения Будафа (ВНР)

Объем пор	1 250 000 м ³
Начальные геологические запасы нефти	713 500 т
Толщина пласта	4 – 10 м
Пористость	21 – 22 %
Проницаемость	0,03 – 0,13 мкм ²
Насыщенность связанной водой	30 %
температура	68 °С
давление	10,5 МПа
вязкость нефти	1,12 мПа.с
газосодержание	70 м ³ /м ³

К моменту нагнетания в пласты CO₂ было извлечено 280 675 м³ нефти, что соответствовало нефтеотдаче 39,3 %, в том числе 230 576 м³ – за счет закачки воды. С июля 1969 г. начали закачивать CO₂ для восстановления пластового давления после истощения до 12 МПа, затем воду. С сентября 1970 г. проводилось попеременное нагнетание воды и CO₂ в соотношении 1 : 1, а с июля 1973 г. закачивалась одна вода. Нагнетание проводилось сначала в три скважины, а с марта 1972 г. – в пять скважин. К концу 1972 г. было закачено 45 375 100 м³ газа, содержащего 81 – 83 % CO₂, что составляет около 6 % от объема пор, и 221 679 м³ воды. Извлечено 38 359 м³ нефти, т. е. около 5 % от геологических запасов всего участка, 67 607 м³ воды и 22 822 685 м³ газа, в том числе 14 017 964 м³ углекислого газа, или 31 % от закачанного в пласты.

Методом материального баланса было определено, что нефтеотдача

пласта, подвергнутого воздействию CO_2 , увеличилась на 10 %. Отмечен рост коэффициента охвата дренированием по толщине, который на начало 1970 г., середину 1971 г. и середину 1972 г. составил соответственно 0,58; 0,65; 0,78. Как видно, увеличение охвата пласта дренированием весьма большое. Разработка месторождения продолжается, и ожидается дальнейшее увеличение нефтеотдачи пласта.

Этот эксперимент по несмешивающемуся вытеснению нефти CO_2 можно считать вполне успешным.

В конце 1975 г. начата закачка CO_2 на месторождении Ловаси (ВНР). Здесь ожидается увеличение нефтеотдачи пластов на 10 – 15 %.

Наиболее широко использование CO_2 для добычи нефти исследуется на нефтяных месторождениях США. В 50-х и начале 60-х годов было проведено несколько небольших промысловых экспериментов по применению карбонизированной воды [19]. Отмечалось увеличение приемистости нагнетательных скважин и дебита добывающих скважин. На основе анализа результатов этих экспериментов, а также лабораторных и теоретических исследований был сделан вывод о большей эффективности вытеснения нефти оторочками CO_2 .

В 60 – 70-х годах в США начаты промысловые эксперименты различного масштаба с оторочками CO_2 . В настоящее время проводится 59 опытов с общей площадью участков более 40 тыс. га и добычей нефти более 1,5 млн. т/год (Таблица 10.2) [27].

В нескольких экспериментах CO_2 закачивали в пласты, содержащие высоковязкую нефть, периодически, подобно пароциклическому воздействию, когда после закачки в пласт определенного объема CO_2 нагнетательная скважина начинает работать как добывающая [31]. При этом находящаяся в районе этих скважин нефть растворяет закачанный CO_2 , вследствие чего ее вязкость уменьшается, а подвижность увеличивается.

Таблица 10.2 - Наиболее крупные реализуемые проекты применения CO₂ для увеличения нефтеотдачи пластов некоторых месторождений США

Показатели	Келли Снайдер (Сакрок)	Лик Крик	Макколэм	Литл Крик
Год начала процесса	1972	1976	1973	1974
Глубина залегания, м	2040	760	380	3300
Площадь, га	2000	664	243	16
Число скважин:				
нагнетательных	273	16	4	1
добывающих	607	38	19	3
Коллектор	Карбонатный	Песчаный	Песчаный	Песчаный
Проницаемость, мкм ²	0,019	1,2	0,098	0,065
Вязкость нефти, мПа·с	0,35	188	10	0,34
Температура, °С	48	40	20	113
Остаточная нефтенасыщенность, %:				
до начала процесса	66	55	–	54
в конце процесса	44	46	2	–
Текущая добыча нефти за счет CO ₂ , %	–	20	7,5	–
Предшествующий вид воздействия	Заводнение	Истощение	Истощение	Истощение + заводнение
Оценка эффекта	Успешный	Возможный	Неопределенный	Успешный
Год начала процесса	1972	1974	1976	1971
Глубина залегания, м	1600	1460	700	3000
Площадь, га	688	1800	36	2400
Число скважин:				
нагнетательных	9	22	16	6
добывающих	19	41	9	14

Окончание таблицы 10.2

Показатели	Кроссет	Туфред	Грифитсвил	Жиллок
Коллектор	Карбонатный	Песчаный	Песчаный	Песчаный
Проницаемость, мкм ²	0,005	0,033	0,008	1,15
Вязкость нефти, мПа.с	0,36	1,5	3,1	0,64
Температура, °С	40	38	25	80
Остаточная нефтенасыщенность, %:				
до начала процесса	86	84	–	35
в конце процесса	55	–	–	22
Текущая добыча нефти за счет CO ₂ , %	15	80	100	–
Предшествующий вид воздействия	Закачка газа	Заводнение	Истощение	Заводнение
Оценка эффекта	Возможный	Возможный	Успешный	Рано оценивать

10.2 Закачка CO₂ на месторождении Келли Снайдер

Первоначальные геологические запасы нефти месторождения составляли около 300 млн. т. Продуктивный пласт карбонатный, проницаемость 0,020 мкм². Месторождение было открыто в 1948 г., и уже к концу 1951 г. на нем пробурили 1971 добывающую скважину. До 1954 г. месторождение разрабатывалось на режиме растворенного газа. В 1953 г. для организации совместного поддержания пластового давления заводнением была образована объединенная компания «Сакрок Юнит»[28].

Централизованная система заводнения из 144 скважин, расположенных по своду структуры, действует до настоящего времени. Эффективность заводнения была вполне удовлетворительной, по оценкам, оно могло обеспечить конечную нефтеотдачу пласта около 50 %. Однако более 140 млн. т нефти при заводнении оставались неизвлекаемыми. Поэтому в 1968 г. объединенная компания после рассмотрения нескольких методов увеличения нефтеотдачи пластов выбрала для промышленного внедрения закачку CO₂.

Лабораторные исследования показали, что CO₂ при пластовых условиях месторождения ($p = 13,5$ МПа и $T = 54^{\circ}\text{C}$) может вытеснять 95 – 97 % нефти, а расчеты показали, что оторочка размером 20 % от объема пор способна увеличить конечную нефтеотдачу пластов на 15,8 % сверх заводнения.

Проект предусматривает нагнетание CO₂ в 202 скважины, расположенные по обращенной девятиточечной площадной сетке, по обе стороны от осевого ряда водяных нагнетательных скважин. Сразу была предусмотрена чередующаяся закачка оторочек CO₂ и воды в соотношении по объему 2 : 1, т. е. 6 % от объема пор CO₂ и 2,8 – 3 % от объема пор воды. Там, где пластовое давление было меньше 10,5 МПа, при котором могло быть только несмешивающееся вытеснение газом, предварительно закачивали воду для повышения давления до 15 – 16 МПа, которое являлось минимальным для смешивающегося вытеснения исходя из лабораторных исследований. Тем не менее, на многих ячейках давление было меньше 10,5 МПа[31].

Поставка CO₂ на месторождение осуществлялась по 400 мм трубопроводу

протяженностью 350 км в объеме $(6,5 - 7) \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$ из газовых месторождений в бассейне Делавар и Валверде. Этого объема CO_2 было достаточно лишь для нагнетания в 60 – 70 нагнетательных скважин по 80 – 100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ газа или примерно по 200 $\text{м}^3/\text{сут}$ в пересчете на жидкую двуокись углерода в каждую скважину. Поэтому месторождение было разделено на три участка – I, II и III. Вначале CO_2 закачивали в скважины участка I. После закачки 6 % от объема пор закачивали воду (3 % от объема пор), а закачку CO_2 переносили на участок II и т. д. На всех трех участках были установлены газолиновые заводы с системами удаления из углеводородного газа CO_2 . На участке I в середине 1973 г., а на участке II в конце 1974 г. были установлены регенерационные системы, работающие на горячем карбонатном поташе. На участке III система работала на амине. Общая пропускная способность регенерационных установок составляла $1,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$, т. е. 25 % от закачиваемого объема CO_2 .

Закачка CO_2 на участке I была начата в январе 1972 г., и уже в июне CO_2 появился в добывающих скважинах, а в ноябре 1972 г. добыча CO_2 была отмечена в 100 из 236 добывающих скважин участка I и превосходила пропускную способность существующего оборудования по отделению и экстракции CO_2 . Добыча нефти до нагнетания CO_2 составляла 3,7 тыс. т/сут, а в 1973 г. возросла до 13 тыс. т/сут, но была ограничена и только в середине 1973 г. с пуском регенерационной системы восстановлена до прежнего уровня. Объем добываемого CO_2 реагировал на закачку воды. В цикл закачки воды добыча CO_2 не возрастала или даже снижалась.

3 марта 1974 г. была начата закачка CO_2 на участке II. Нагнетание воды в чередовании с CO_2 уже через несколько месяцев, как и на участке I, привело к прорыву CO_2 в добывающие скважины и прекращению их фонтанирования. В результате этого практически все добывающие скважины (648) были переведены на механизированную добычу. В 1977 г. пробурено 36 дополнительных нагнетательных скважин в тех ячейках, в которых первоначально нагнетательные скважины были сильно смещены от центра. Как показал анализ, это снижало охват пласта по площади в ячейках. В 1973 г.

объем регенерированного газа достигал 0,55 – 1,1 млн. м³/сут, т. е. около 15 – 25 % от среднего уровня закачки. Весь этот газ вновь подавался на компрессор и закачивался в пласты. За период с 1972 по 1977 г. включительно на месторождении в пласт было закачено примерно 10 млрд. м³ CO₂ газа со среднесуточной закачкой 4,5 млн. м³.

На участке I, раньше других освоенном под нагнетание CO₂, накопленный объем утилизированного газа и закачанного в пласты составил 15 % от общего закачанного объема. Конечный объем извлеченного из пласта CO₂ оценивается в 24 % от общего закачанного в оторочку, а 76 % останется в пласте. Объем оторочки CO₂ был уменьшен с 20 до 12 % от объема пор, в связи с тем, что при этой оторочке расходы на дополнительную добычу нефти сокращаются в 7 – 8 раз[28].

11. Безопасность и экологичность

Целью этого раздела является систематизация информации и действующей нормативно-правовой документации, необходимой для полноценного проектирования природоохранных мероприятий, с учетом особенностей природной и геологической среды участка.

К такой информации относятся предварительные сведения о загрязняющих веществах, путях их распространения во всех компонентах экосистем участка и мероприятиях, которые реализуются в техническом проекте.

Федеральный закон об основах охраны труда в Российской Федерации от 17.07.1999г. №181 устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и направлен на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

11.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При работе на месторождении для уменьшения несчастных случаев и процента риска необходима тщательная проработка всех производственных процессов с учетом безопасности работающего персонала.

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: повышенная (пониженная) температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Опасными факторами являются: взрывопожароопасность

производственного процесса; повышенная (пониженная) температура поверхности оборудования и коммуникаций; повышенная подвижность воздуха; движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции; высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; опасные химические вещества; действие электрического тока. [8]

Для защиты от опасных и вредных производственных факторов оператору выдается спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [2]

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду поступают опасные для работающих на кустовой площадке газы, которые могут являться источниками отравления организма.

11.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке месторождения. Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как закачиваемый агент является одним из основных и непосредственно вовлечен в систему ППД, работы по закачке ведутся круглосуточно.

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения

холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C , в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [21]

11.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации

транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м².

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [19]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [20]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 11.2. [18]

Таблица 11.1 – Санитарно-гигиенические условия труда

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть

выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). [16]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогАЗами. [17]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

11.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 1. [6]

Таблица 11.2 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогАЗы. До начала работ необходимо проверить исправность противогАЗа и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [23]

Основным агентом при проведении работ является углекислый газ.

Сжиженный углекислый газ (жидкий диоксид углерода) нетоксичен и невзрывоопасен. Предельно допустимая концентрация углекислого газа в воздушном пространстве рабочей зоны не регламентируется. По степени воздействия на организм человека углекислый газ относится к 4 классу опасности. [7]

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. [12]

11.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [24]

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [25]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования. [14]

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

В Таблице 11.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [23]

Таблица 11.3 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

11.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод. Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив Химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

В случае аварийных разливов ингибитора/растворителя гидратообразований СОНГИД, разлитый продукт необходимо засыпать песком или иным негорючим абсорбирующим материалом и поместить в контейнер для последующей утилизации. [14] Не допускается поступление ингибитора/растворителя гидратообразований СОНГИД в подземные водоносные горизонты, в подземные водоемы, канализацию, почву.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

11.7 Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Система сбора, транспортировки, хранения, очистки и обезвреживания отходов бурения должна быть предусмотрена в соответствии с нормативными документами. [15]

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц;

проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления можно отнести: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов, в т.ч. передача их другим специализированным организациям.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов по ГОСТ 12.1.007-76, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров. Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время метод вытеснения нефти двуокиси углерода составляет большую часть из числа осуществляемых методов повышения нефтеотдачи. Для пластов определенного класса – низкая проницаемость, довольно глубокое залегание, легкая нефть – это, несомненно, предпочтительный метод.

На эффективность влияет вид осуществляемого вытеснения на больших глубинах где термобарические условия способствуют, происходит смешивающее вытеснение при котором CO_2 полностью или частично растворяется в нефти меняя ее реологические характеристики.

Так же на успешность процесса закачки CO_2 с целью увеличения нефтеотдачи оказывает влияние множество факторов, а именно неоднородная порода коллектора, в ней граничат с зонами низкой проницаемости зоны высокой проницаемости, так же немаловажен состав пластовых нефтей и состав растворенного в ней газа.

В нефтяной промышленности выработаны стратегии, позволяющие справляться с такими трудностями. Одна из таких стратегий заключается в попеременной закачки CO_2 и воды в так называемом водогазовом воздействии. В результате данного процесса к породе формируются непрерывные оторочки флюидов: нефть, CO_2 , и вода, которые перемещаются от нагнетательной к добывающей скважине.

В определенной доле, водогазовое воздействие применяется на всех проектах по закачке CO_2 , а так же применяют полимерные загустители для перекрытия промытых зон пласта и нейтрализации отрицательного воздействия из-за неоднородности коллектора.

При подробном рассмотрении применимости и полученного можно сделать вывод, что данный метод применим почти повсеместно но с незначительными ограничениями. Для достижения максимального коэффициента извлечения как показывает практика необходимо организация смешивающего вытеснения, так как его эффективность по сравнению с не

смешивающим превышает в разы, как с точки зрения экономики, так и с точки зрения эффективной разработки месторождений.

Вопрос эффективной разработки месторождений сегодня как никогда актуален для месторождений крупных нефтегазодобывающих компаний. Большинство крупных месторождений на данный момент находится на поздней стадии разработки - период падающей добычи. Для поддержания и повышения эффективности необходимо внедрять технологии, отвечающие рентабельным технологическим и экономическим показателям. В качестве такой технологии может выступать закачка CO_2 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 1995г.
2. Арустамов Э.А. Безопасность жизнедеятельности 10-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во «Дашков и К°», 2006. — 476 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1990 г.
4. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М. Недра, 1988г.
5. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982г. —250 с.
6. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
7. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)
8. Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация" (утв. и введен в действие постановлением Госстандарта СССР от 13 ноября 1974 г. N 2551)
9. Иванов В.И., Калинин В.В., Старов В.М. Фильтрационное движение капли в капилляре // Коллоид. Журн. — 1991. — Т.53, №1. — С. 32 — 38.
10. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Учебное пособие. — Томск: Издательство ТПУ, 2006.—166 с.
11. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. М., 1986г.-250 с.
12. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
13. Применение углекислого газа в добыче нефти/В. Балиит, А. Бан, Ш. Долешал и др. Москва, Недра, 1977.

14. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов, утв. Минтопэнерго РФ и Минприроды РФ 25 января, 10 августа 1994г.

15. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащи, утв. Минтопэнерго РФ и Минприроды РФ 25 января, 10 августа 1996г.

16. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.

17. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.

18. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение

19. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.

20. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.

21. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование, 2003г.

22. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1985г. – 308 с.

23. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

24. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)

25. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

26. Черемисин Н.А. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов// Нефтяное хозяйство, 2002, № 8, с.38-42.

27. Basin Oriented Strategies for CO₂ Enhanced Oil Recovery: Permian Basin,

U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy – Office of Oil and Natural Gas, February 2006.

28. Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with “Next Generation” CO₂ – Enhanced Oil Recovery. National Energy Technology Laboratory, June 20, 2011.

29. Kane A.V. Performance Review of a CO₂ – WAG Enhanced Recovery Project, SACROC unit – Kelly Snyder Field. JPT, February, 1979, 217–231.

30. Stalkup F.Y. Carbon Dioxide Miscible Flooding Past, Present and Outlook for the Future. JPT, Vol. 3, VIII, August, 1978, 1101–1112.

31. Van Nieuwkoop J., Snoei G. Phase behaviour and structure of a pure – component microemulsion system. 2-nd European Symposium EOR. Paris 8–10, November, 1982.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

МУН	– методы увеличения нефтеотдачи
R	– растворимость, %
μ	– динамическая вязкость, мПа.с
μ_t	– первоначальная вязкость, мПа.с
C	– концентрация, %
\bar{C}	– средняя концентрация, %
p_k	– критическое давление, МПа
β_B, β'_B	– коэффициенты вытеснения водой, двуокисью углерода, доли единиц
$\beta_{об}$	– коэффициент объемного эффекта, доли единиц
b_H/b_0	– отношение объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти
t_D	– безразмерное время порового объема, доли единиц
T_{pc}	– псевдокритическая температура смеси, °С
y_i	– мольная доля веществ i в растворе, %
W_R	– отношение попеременно закачиваемости воды и газа
N_{p2D}	– суммарная добытая нефть, выраженная в виде доли нефти, содержащейся в пласте на начало закачки растворителя, м ³
F_i^T	– комбинированное движение отдельных фаз каждого компонента

- V_p – общий поровой объем, м³
- \overline{M} – отношение подвижностей, доли единиц
- E_A – коэффициент охвата участка проникновения по площади, доли единиц
- N_{pi} – суммарная добыча компонента i , м³

СПИСОК РИСУНКОВ

- Рисунок 1.1. Схематическое изображение процесса вытеснения нефти с применением двуокиси углерода
- Рисунок 2.1. Динамика фазового состояния двуокиси углерода в зависимости от давления и температуры
- Рисунок 2.2. Зависимость вязкости двуокиси углерода от температуры при разных давлениях
- Рисунок 2.3. Зависимость растворимости двуокиси углерода в воде от давления при разных температурах
- Рисунок 2.4. Зависимость вязкости воды от концентрации двуокиси углерода
- Рисунок 2.5. Номограмма для определения критических давлений смесимости смесей двуокиси углерода с нефтями в зависимости от температуры и молекулярной массы нефти
- Рисунок 2.6. Зависимость вязкости нефти от концентрации в ней двуокиси углерода для нефтей Арленского и Туймазинского месторождений
- Рисунок 2.7. Зависимость объемного расширения нефти от концентрации двуокиси углерода в нефти
- Рисунок 2.8. Зависимость коэффициента вытеснения нефти двуокисью углерода от коэффициента вытеснения водой при разных отношениях объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти
- Рисунок 2.9. Зависимость коэффициента объемного эффекта от коэффициента вытеснения водой при разных отношениях

объемных коэффициентов начальной и остаточной нефти

- Рисунок 3.1. Опыт с множественными контактами между нефтью и двуокисью углерода
- Рисунок 3.2. Тройное равновесие для смеси двуокиси углерода – рекомбинированной сырой нефти Вассон (США)
- Рисунок 3.3. Плотность двуокиси углерода, требуемая для смешивающегося вытеснения различных нефтей
- Рисунок 3.4. Влияние примесей на минимальное давление смешиваемости двуокиси углерода
- Рисунок 3.5. Максимальное разбавление метаном растворителя (сжиженного нефтяного газа) для развития смешиваемости и пластовой жидкости
- Рисунок 4.1. Схема вытеснения нефти оторочкой газообразной двуокиси углерода из необводненного пласта и распределения насыщенности воды, нефти и двуокиси углерода при неполной смесимости
- Рисунок 4.2. Зависимость нефтеотдачи однородного пласта от объема относительной закачки воды при вытеснении нефти водой и оторочками разного размера
- Рисунок 5.1. Схема расположения скважин
- Рисунок 5.2. График накопленной добычи
- Рисунок 5.3. График темпов отбора воды и CO_2
- Рисунок 5.4. Общий вид на созданную модель
- Рисунок 5.5. Карта насыщенностей через 50 лет разработки

- Рисунок 5.6. График накопленной добычи
- Рисунок 6.1. Изменение характеристики выходящего потока в заводнении с применением двуокиси углерода
- Рисунок 6.2. Схематическое изображение контактной зоны и зоны проникновения при пятиточечной схеме размещения скважин
- Рисунок 6.3. Схематическое изображение поведения средних концентраций
- Рисунок 6.4. Средняя концентрация, полученная в экспериментальном вытеснении
- Рисунок 6.5. Расчетное суммарное количество добытой нефти

СПИСОК ТАБЛИЦ

- Таблица 2.1. Изменение вязкости нефти при закачке CO₂
- Таблица 2.2. Свойства шаимской нефти при контактировании с двуокисью углерода
- Таблица 3.1. Характеристики экспериментов на тонких трубках
- Таблица 4.1. Эффективность вытеснения и доотмыва нефтей различных месторождений оторочками двуокиси углерода
- Таблица 5.1. Характеристики пласта в среде Eclipse 100
- Таблица 5.2. Основные характеристики компонентной модели
- Таблица 9.1. Основные технологические показатели применения двуокиси углерода (по данным БашНИПИнефти) на некоторых объектах
- Таблица 10.1. Геолого-промысловая характеристика участка Верхнее Лишпе месторождения Будафа (ВНР)
- Таблица 10.2. Наиболее крупные реализуемые проекты применения двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов некоторых месторождений США
- Таблица 11.1. Санитарно-гигиенические условия труда
- Таблица 11.2. ПДК вредных веществ

Таблица 11.4. Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Таблица 11.3. Анализ возможных аварийных ситуаций

ПРИЛОЖЕНИЕ А ВХОДНЫЕ ФАЙЛЫ МОДЕЛЕЙ

Входной файл Eclipse 100:

```
RUNSPEC
TITLE
ONE D CASE
-- Число ячеек--
DIMENS
60 1 1 /
NONNC
-- Фазы в пласте--
OIL
WATER
GAS
DISGAS
FIELD
EQLDIMS
1 100 10 1 1 /
TABDIMS
1 1 16 12 1 12 /
WELLDIMS
40 30 20 20 /
NUPCOL
4 /
START
17 'JAN' 2012 /
NSTACK
24 /
--AQUDIMS
--1 1 1 36 2 100 /
--FMTOUT
--FMTIN
UNIFOUT
UNIFIN
--NOSIM
GRID
INIT
--РАВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ В СЛЕДУЮЩЕМ ОПЕРАТОРЕ-----
--РАЗМЕРЫ ЯЧЕЕК-----
EQUALS
--ПОРИСТОСТЬ-----
'PORO' 0.3 /
--РАЗМЕРЫ ЯЧЕЕК--
'DZ' 3 1 60 1 1 1
1 /
'DX' 3 /
'DY' 3 /
--ПРОНИЦАЕМОСТЬ--
'PERMX' 500 /
'MULTZ' 1 /
--ГЛУБИНА КРОВЛИ ПЛАСТА--
'TOPS' 8325 /
```

Продолжение приложения А

```
/
COPY
'PERMX' 'PERMY' 1 60 1 1
1 1 /
'PERMX' 'PERMZ' /
/
--AQUNUM
--1 5 5 4 1.0E+6 1000 1* 200 4* /
--/
--AQUCON
--1 5 5 5 5 4 4 'K-' 1.0 /
--/
EDIT
TRANZ
60*1 /
PROPS
SWFN
--Sw Krw Pcw
0.10 0.0 0.0
0.20 0.00 0.0
0.40 0.01 0.0
0.60 0.20 0.0
0.80 0.80 0.0
/
SGFN
-- Sg Krg Pcog
0.0 0.0 0.00
0.05 1* 0.00
0.2 0.0 0.00
0.4 0.1 0.00
0.6 0.3 0.00
0.8 0.6 0.00
0.9 1.0 0.00
/
SOF3
--So Kro(o-w) Kro (o-g-wi)
0.05 0.00 0.0
0.1 0.00 0.01
0.21 0.05 0.05
0.4 0.10 0.10
0.6 0.40 0.40
0.9 0.60 0.60
/
-- PVT СВОЙСТВА--
--
-- REF. PRES. REF. FVF COMPRESSIBILITY REF VISCOSITY VISCOSIBILITY
PVTW
4014.7 1.029 3.13D-6
0.31 0 /
-- СЖИМАЕМОСТЬ ПОРОДЫ--
--
```

Продолжение приложения А

```
-- REF. PRES COMPRESSIBILITY
ROCK
14.7 3.0D-6
/
-- ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПЛОТНОСТИ ФЛЮИДОВ--
-- OIL WATER GAS
DENSITY
49.1 64.79 0.12 /
-- PGAS BGAS VISGAS
PVDG
14.7 166.666 0.008
264.7 12.093 0.0096
514.7 6.274 0.0112
1014.7 3.197 0.017
2014.7 1.614 0.03
2514.7 1.294 0.035
3014.7 1.080 0.04
4014.7 0.811 0.054
5014.7 0.649 0.062
7014.7 0.386 0.08 /
-- RS POIL FVFO VISO
PVTO
0.001 14.7 1.062 1.04 /
0.0905 264.7 1.15 0.975 /
0.18 514.7 1.207 0.91 /
0.371 1014.7 1.295 0.83 /
0.636 2014.7 1.435 0.695 /
0.775 2514.7 1.5 0.641 /
0.93 3014.7 1.565 0.594 /
1.270 4014.7 1.695 0.51
5014.7 1.671 0.549
9014.7 1.579 0.74 /
1.618 5014.7 1.827 0.449
9014.7 1.726 0.605 /
/
RPTPROPS
1 1 1 0 1 1 1 1 /
SOLUTION
RPTSOL
1 11*0 /
--AQUFLUX
--1 10 /
--/
--ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ
PRESSURE
60*4800/
--НАСЫЩЕННОСТЬ ВОДОЙ--
SWAT
60*0
/
--НАСЫЩЕННОСТЬ ГАЗОМ--
```

Продолжение приложения А

SGAS
60*0
/
--ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ--
RS
60*0.0
/
--ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ--
SUMMARY
RUNSUM
FOBR
FWPR
FGPR
FWIR
FOPT
FWPT
FGPT
WMPR
M
L
/
WGPR
M
L
/
WOPR
M
L
/
WOPT
M
L
/
WATERA
WIR
/
WATERA
/
WGIR
CO2
/
WBHP
M
L
WATERA
CO2
/
BGSAT
55 1 1
/
BOSAT
55 1 1
/
55 1 1

BFL01 55 1 1 /
 BFL001 55 1 1 /
 BFLOWI 55 1 1 /
 BWSAT 55 1 1 /
 BPR 55 1 1 /
 10 1 1 /
 50 1 1 /
 20 1 1 /
 30 1 1 /
 40 1 1 /
 60 1 1 /
 SCHEDULE /
 RPTSCHED 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 /
 0 2 0 0 2 /
 DRSDT 0 /
 -- ПАРАМЕТРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
 -- WELL GROUP LOCATION BHP PI
 -- NAME NAME I J DEPTH DEFN
 WELSPCS
 M ,G1, 40 1 8400 ,OIL, /
 L ,G1, 60 1 8400 ,OIL, /
 WATERA ,G2, 1 1 8400 ,WATER, /
 CO2 ,G3, 30 1 8400 ,GAS, /
 -- ПАРАМЕТРЫ ЗАКАНАЧИВАНИЯ СКВАЖИН
 -- WELL-LOCATION-OPEN/SAT CONN WELL
 -- NAME I J K1 K2 SHUT TAB FACT DIAM
 COMPDAT
 M 40 1 1 1 ,OPEN, 0 -1 0.5 /
 L 60 1 1 1 ,OPEN, 0 -1 0.5 /
 WATERA 1 1 1 1 ,OPEN, 0 -1 0.5 /
 CO2 30 1 1 1 ,OPEN, 0 -1 0.5 /
 /
 -- КОТРОЛЬ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
 --
 -- WELL OPEN/CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP
 100

Продолжение приложения А

```
-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE
WCONPROD
M 'SHUT' 'BHP' 5*
4700 /
L 'OPEN' 'BHP' 5*
4600 /
/
-- КОНТРОЛЬ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН
--
-- WELL INJ OPEN/ CNTL FLOW
-- NAME TYPE SHUT MODE RATE
WCONINJ
WATERA 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 4* 5000 /
CO2 'GAS' 'SHUT' 'BHP' 4* 4900 /
/
RPTSCHED
1 1 1 1 1 0 2 1 2 0
2 2 0 0 2 /
TSTEP
50*7 /
RPTSCHED
1 1 1 1 1 0 2 1 2 0
2 2 0 0 2 /
WCONPROD
M 'OPEN' 'BHP' 5*
4700 /
L 'OPEN' 'BHP' 5*
4600 /
/
-- КОНТРОЛЬ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН
--
-- WELL INJ OPEN/ CNTL FLOW
-- NAME TYPE SHUT MODE RATE
WCONINJ
CO2 'GAS' 'OPEN' 'BHP' 4* 4900 /
/
RPTSCHED
1 1 1 1 1 0 2 1 2 0
2 2 0 0 2 /
TUNING
/
/
12 1 40 1 8 8 4*1E6 /
TSTEP
250*0.5 /
RPTSCHED
1 1 1 1 1 0 2 1 2 0
2 2 0 0 2 /
END
```

Входной файл Eclipse 300:

Продолжение приложения А

TITLE
SECOND

RUNSPEC
METRIC
CO2SOL
--ФАЗЫ В ПЛАСТЕ--

OIL
GAS
WATER
FULLIMP
COMPS

6 /

EOS

PR /

-- Число ячеек--

DIMENS

50 50 10 /

TABDIMS

1 1 40 40 /

WELLDIMS

4 10 4 20 3* 20/

DIFFUSE

--НАЧАЛО ДОБЫЧИ--

START

1 JAN 2007 /

UNIFOUT

GRID

INIT

--РАЗМЕРЫ ЯЧЕЕК--

dx

25000*20 /

dy

25000*20 /

dz

25000*3 /

--ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЛАСТА--

permx

10000*800 10000*400 5000*200/

permy

10000*400 10000*200 5000*100/

permz

10000*80 10000*40 5000*20/

--ПОРИСТОСТЬ--

Продолжение приложения А

poro
25000*0.3/

box
1 50 1 50 1 1/
--ГЛУБИНА КРОВЛИ ПЛАСТА--
tops
2500*3000/
endbox

EDIT

PROPS

EOS
PR /

CNAMES

CO2 /
OMEGAA
0.457 /
OMEGAB
0.077796 /
TCRIT
304.7 /
PCRIT
73.8 /
ZCRIT
0.274 /
ZCRITVIS
0.215 /
ACF
0.225 /
MW
44 /
ZI
1
/
DIFFCGAS
0.2 /
DIFFCOIL
0.01 /
RTEMP
75 /
BIC
0.1896 /
PARACHOR
78 /
LBCCOEF
0.1023 /

Продолжение приложения А

SGFN

--Sg Krg Pcg
0.0 0.00 0.0
0.1 0.00 0.0
0.2 0.05 0.0
0.4 0.10 0.0
0.6 0.40 0.0
0.8 0.60 0.0
0.99 0.70 0.0

/

SWFN

--Sw Krw Pcw
0.01 0.0 0.0
0.20 0.00 0.0
0.40 0.01 0.0
0.60 0.20 0.0
0.80 0.80 0.0
1.00 1.00 0.0

/

SOF3

--So Kro(o-w) Kro(o-g-wi)
0.0 0.00 0.0
0.1 0.00 0.0
0.2 0.05 0.05
0.4 0.10 0.10
0.6 0.40 0.40
0.8 0.60 0.60
0.99 0.70 0.70

/

ROCK

150 0.00005 /

REGIONS

SOLUTION

--ГЛУБИНА ПЛАСТА, НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ГЛУБИНА ВНК--

EQUIL

3000 300 3020 0 3010 0/

RPTSOL

'FIP=3' 'FIPRESV' 'EQUIL' /

RPTRST

'BASIC=2' 'DEN' 'DRAIN' 'FIP' 'KRO' 'KRW' 'PCOW' 'VISC' 'SGAS'
'SOIL' 'SWAT' /

SUMMARY

FGIR

FPR

FPRH

FPRP

FORR

FWPR

FGPR

FWIR

FOPT

FWPT

FGPT

WGPR

PRODI

PROD2

/

WMPR

PRODI

PROD2

/

WOPT

PRODI

PROD2

/

WGOR

PRODI

PROD2

/

WBHP

PRODI

PROD2

CO2

WATERA

/

WMIR

WATERA

/

WGIR

CO2

/

RUNSUM

RPTONLY

SCHEDULE

--РАСПОЛОЖЕНИЕ СЕНАРАТОРОВ--

SECOND

SEPOIL G1 1 22 20/

SEPWATER G2 1 22 1/

SEPGAS G3 1 22 1/

--ПАРАМЕТРЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ КРВЖИИ--

WELSPCS

Окончание приложения А

```
CO2 G3 10 10 3000 GAS /
WATERA G2 40 40 3000 WATER /
PROD1 G1 10 40 3000 OIL /
PROD2 G1 40 10 3000 OIL /
/
--РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СЕПАРАТОРОВ ПО СКВАЖИНАМ--
WSEPCOND
PROD1 SEPOIL /
PROD2 SEPOIL /
WATERA SEPWATER /
CO2 SEPGAS /
/
--НАСТРОЙКА ПЕРФОРАЦИИ--
COMPDAT
PROD1 10 40 1 5 open 2* 0.123/
PROD2 40 10 1 5 open 2* 0.123/
WATERA 40 40 1 10 open 2* 0.123/
CO2 10 10 1 10 open 2* 0.123/
/
WELLSTRE
CO2INJ 1.0 /
/
WINJGAS
CO2 STREAM CO2INJ /
/
--ТЕМПЫ НАГРЕТАНИЯ--
WCONINJE
WATERA WATER OPEN RATE 600 /
CO2 GAS open RATE 15000000 /
/
--ТЕМПЫ ДОБЫЧИ--
WCONPROD
PROD2 open lrat 3* 10000 1* 100 /
PROD1 open lrat 3* 10000 1* 100 /
/
--ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ--
TSTEP
600*30 /

END
```