

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Увеличение нефтеотдачи пласта на Арланском месторождении (Башкирия)

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, канд. техн. наук Е.Л. Морозова  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ Е.А. Терских  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ С. Н. Масаев  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Увеличение нефтеотдачи пласта на Арланском месторождении (Башкирия)» содержит 86 страницы, 16 таблиц, 16 рисунков, 39 источников.

АРЛАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ДВУОКИСЬ УГЛЕРОДА, ИСТОЧНИКИ CO<sub>2</sub>, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ.

В данной дипломной работе рассматривается Арланское месторождение (Башкирия). В первой главе работы описываются общие сведения о месторождении, геолого-физическая характеристика месторождения, физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов, физико-химические свойства нефти, воды, запасы нефти, КИН, осложняющие факторы геологического строения месторождения.

Во второй главе рассматриваются текущее состояние разработки, проводятся анализ состояния фонда скважин и анализ текущего состояния разработки. В третьей главе описываются существующие методы воздействия на нефтяной пласт и проводится анализ состояния работ по увеличению нефтеотдачи на Арланском месторождении.

В специальной части проводится анализ свойств углекислого газа как агента для закачки в продуктивный пласт с целью увеличения нефтеотдачи, описываются существующие технологии закачки двуокиси углерода в нефтяной пласт, приводится оценка применимости метода закачки двуокиси углерода на Арланском месторождении, проводится анализ возможных источников углекислого газа в стране и, в частности, в Республике Башкортостан.

Завершается дипломная работа главой «Безопасность и экологичность».

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена в программе Microsoft Power Point.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Геологическая часть.....	7
1.1 Общие сведения о месторождении.....	7
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	15
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа и воды.....	18
1.5 Запасы нефти. КИН.....	21
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на месторождении.....	22
2 Технологическая часть.....	23
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	23
2.2 Анализ состояния фонда скважин.....	24
2.3 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	25
3 Методы увеличения нефтеотдачи.....	28
3.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи и геолого-промысловые условия их применения.....	28
3.2 Состояние работ по увеличению нефтеотдачи на Арланском месторождении.....	36
4 Технология CO <sub>2</sub> -воздействия на пласт на Арланском месторождении.....	39
4.1 Диоксид углерода как рабочий агент для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.....	39
4.2 Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода.....	45
4.2.1 Заводнение карбонизированной водой.....	46

4.2.2 Непрерывное нагнетание CO <sub>2</sub> .....	48
4.2.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины.....	49
4.2.4 Закачка оторочки CO <sub>2</sub> с последующей закачкой воды .....	50
4.2.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO <sub>2</sub> и воды.....	53
4.2.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO <sub>2</sub> .....	55
4.2.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).....	57
4.3 Оценка применимости метода на Арланском месторождении .....	59
4.4 Анализ источников CO <sub>2</sub> .....	62
4.5 Особенности, возможные осложнения и недостатки использования диоксида углерода в целях повышения нефтеотдачи .....	66
5 Безопасность и экологичность .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.3 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.4 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.5 Мероприятия по охране атмосферы, гидросферы и литосферы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Заключение .....	80
Список сокращений .....	81
Список использованных источников .....	82

## ВВЕДЕНИЕ

Разработка Арланского месторождения, вступившего в позднюю и заключительную стадию с применением заводнения сопровождается значительными объемами добычи и закачки пластовых вод. Остаточные извлекаемые запасы являются высокообводненными (95 %) и в значительной степени выработанными.

Поэтому решение проблем повышения эффективности разработки таких месторождений и создание новых технологий должно способствовать полному извлечению нефти и стабилизации ее добычи.

Важность проблемы возрастает в связи с повышением эффективности доразработки заводнением длительно эксплуатируемых месторождений, в которых сосредоточены более половины извлекаемых запасов нефти. Для этого необходимо создание новых подходов к разработке технологий воздействия на пласт, учитывающих особенности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Основная цель данной дипломной работы – выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Арланского месторождения. Исходя из этого, были поставлены следующие задачи: предоставить полную характеристику геологического строения месторождения, проанализировать текущее состояние разработки основных продуктивных пластов месторождения, дать оценку состоянию работ по увеличению нефтеотдачи на месторождении, сделать рекомендации по выбору подходящего метода увеличения нефтеотдачи, описать технологию метода и дать оценку применимости данного метода на рассматриваемом месторождении.

Выбор метода увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Арланского месторождения построен на выделении критериев применимости

методов воздействия для геолого-физических параметров продуктивных пластов.

## **1 Геологическая часть**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Арланское месторождение расположено на северо-западе Республики Башкортостан и частично – на юго-востоке Удмуртской Республики. В административном отношении территория месторождения входит в состав Краснокамского, Калтасинского, Дюртюлинского и Илишевского районов Башкортостана.

Район расположения месторождения за время, прошедшее со дня его открытия, сильно изменялся в плане обустройства. На базе нефтедобычи возник город Нефтекамск с населением больше 150 тыс. человек. Проложены сотни километров асфальтовых дорог, в том числе Нефтекамск-Уфа, Нефтекамск-Янаул; тысячи километров нефтегазопроводов, в том числе и магистральных. Обзорная карта месторождения представлена на рисунке 1.

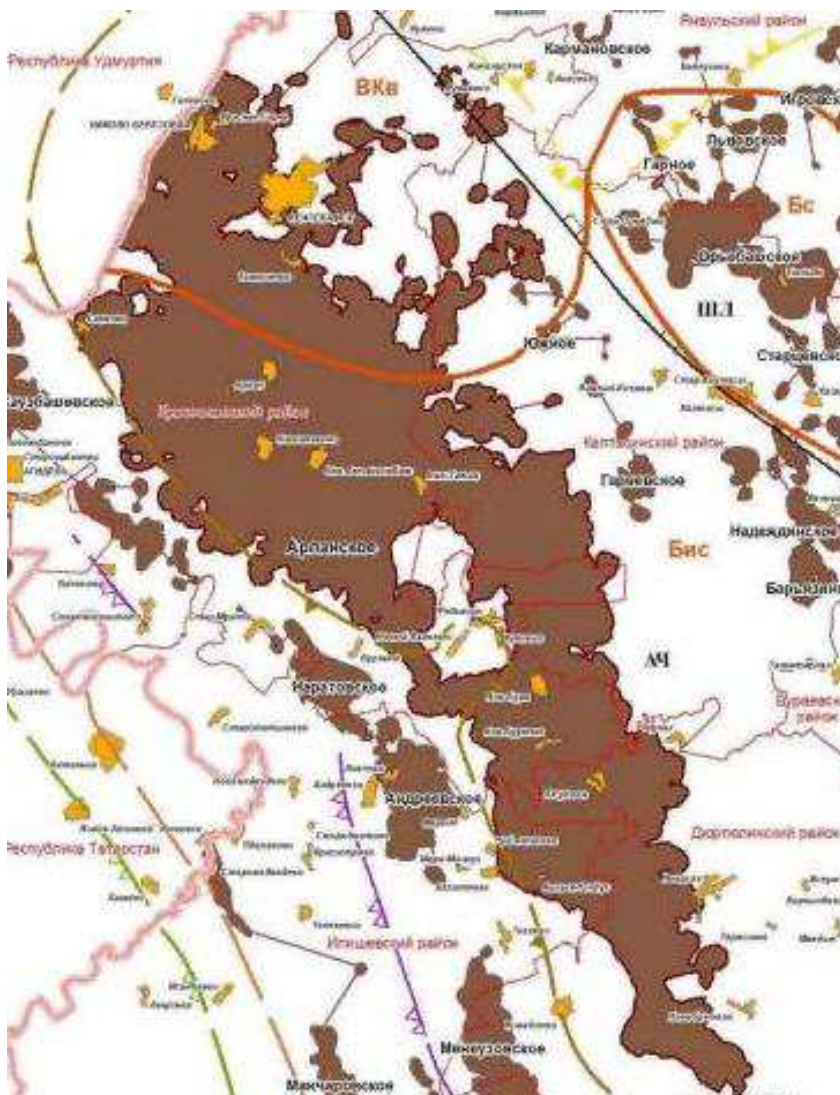


Рисунок 1 – Обзорная карта Арланского месторождения

Ближайшей железной дорогой является линия Казань-Екатеринбург. Крупными железнодорожными станциями района являются Камбарка с веткой на города Нефтекамск и Янаул. Вблизи станции Камбарка (Республика Удмуртия) имеется пристань на реке Кама. Северо-западная граница месторождения на всем протяжении примыкает к реке Кама в районе ее среднего течения, а вдоль юго-восточной, южной и юго-западной границы протекает р. Белая. Эти судоходные реки с мая по октябрь включительно служат путями сообщения для грузоперевозок и связывают район с крупнейшими хозяйственными центрами страны.

Климат северо-западной части Башкирии резко-континентальный. Средняя годовая температура воздуха около + 2,4 °С. Средняя июльская



температура воздуха составляет от 19 до 20 °С, зимняя температура января от -15 до -16 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха составляет + 40 °С, а минимальная -50 °С. Продолжительность безморозного периода 110 дней. Зима продолжительная (5 месяцев), холодная, с резкими ветрами и большим количеством осадков. Высота снежного покрова на равнинах, незащищенных лесом, достигает от 1,5 до 2 м. Направление ветра преимущественно юго-западное со средней скоростью 4,3 м/с. Максимальная скорость ветра достигает 12 м/с. Годовая сумма осадков достигает от 600 до 630 мм. Доля твердых осадков равна 30-38 % от годовых.

На территории месторождения отмечается большое количество пойменных озер, наиболее крупные из них: по правобережью реки Камы – озера Большое, Долгое, Ольховое. На правобережье р. Белой – озера Юсуповое, Грязное, Елань. Значительное количество более мелких озер. Длина крупных озер достигает от 4 до 5 км по ширине до 200-400 м.

Значительная часть территории покрыта смешанными лесами с преимущественным развитием хвойных пород.

Восточная часть площади месторождения – холмистая, западная – является широкой долиной реки Белой, лишь северная часть (Вятская площадь) – приподнятая [5].

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Промышленная нефтеносность Арланского месторождения приурочена к терригенным отложениям нижнекаменноугольного возраста (алексинский, тульский, бобриковский), а также к карбонатным отложениям турнейского яруса и каширо-подольского горизонтов московского яруса среднего карбона. В качестве примера ниже приведено описание отложений нижнего отдела каменноугольной системы. Стратиграфический разрез терригенной толщи нижнего карбона представлен на рисунке 2.

Представлен отдел отложениями тульского, бобриковского, радаевского и елховского горизонтов визейского яруса.

Тульский горизонт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с подчиненными прослоями известняков. Песчаники серые, участками бурые, нефтенасыщенные, кварцевые, мелкозернистые, Алевролиты пестрокрашенные, кварцевые, разнозернистые, неравномерно слабо известковистые. Известняки темно-серые, тонкокристаллические, крепкие, органогенно-детритовые, местами глинистые.

Бобриковский горизонт представлен песчано-глинистыми и углисто-глинистыми породами. В кровле залегают глины каолиновые, плотные которые ниже по разрезу сменяются серыми нефтенасыщенными песчаниками.

Радаевский горизонт сложен аргиллито-песчаными породами, песчаниками светло-серыми слабоглинистыми. Алевролитами серыми кварцевыми в разной степени углистыми и глинистыми, залегающими на аргиллитах елховского горизонта.

Елховский горизонт представлен аргиллитами темно-серого цвета, мощность толщи от 0,5 до 5 м.

Вышележащий осадочный комплекс подстилается породами кристаллического фундамента докембрийского возраста. Представлен мелкозернистыми роговообманковыми платоклазовыми гранитами ярко красной окраски. По геофизическим данным породы кристаллического фундамента на севере Бирской седловины залегают на глубинах от 4 до 8 км. Наибольшие глубины фундамента находятся на широте села Бураево, где составляют 8 и более км.

СII

CVI

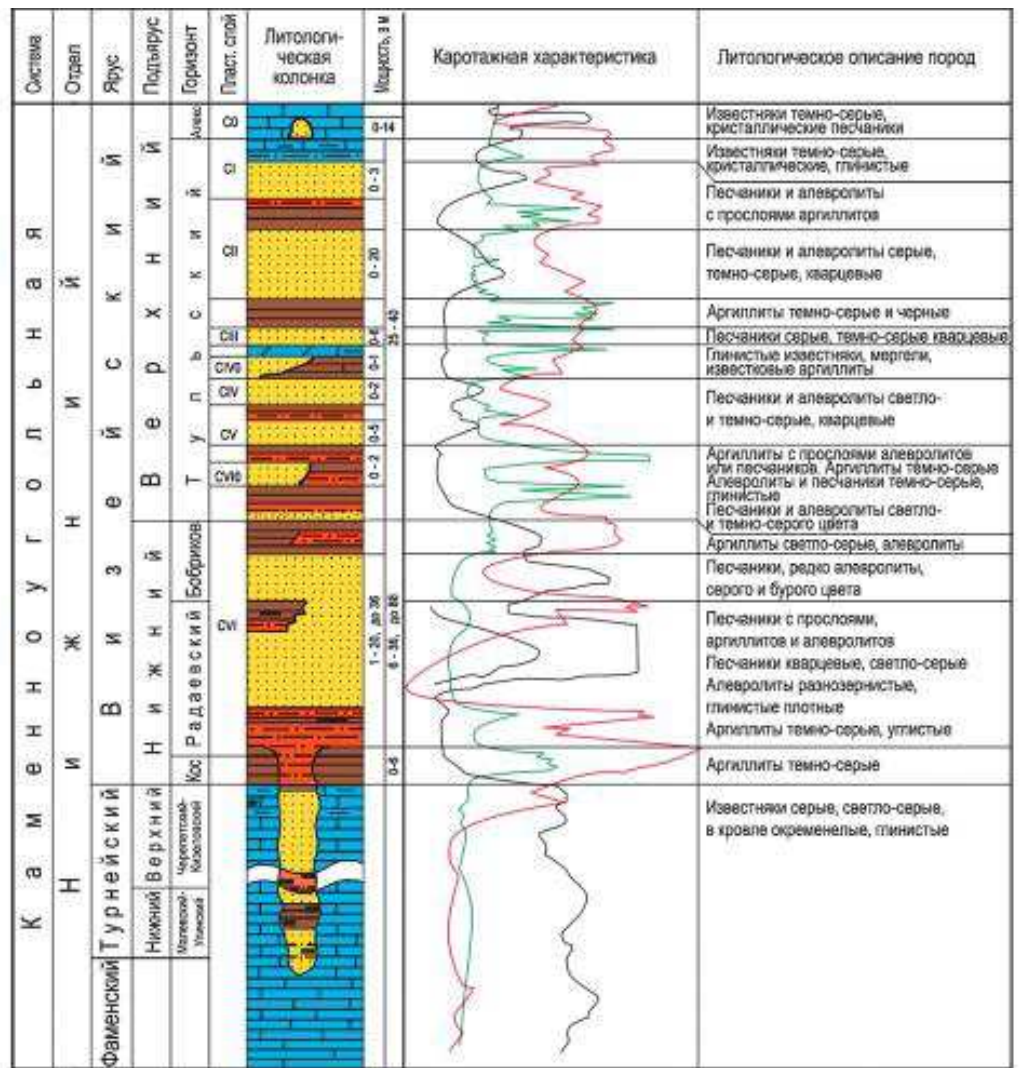


Рисунок 2 – Терригенная толща нижнего карбона

### Тектоника

Арланское нефтяное месторождение приурочено к обширной антиклинальной складке. Складка имеет асимметричное строение: более крупное юго-западное крыло и пологое северо-восточное. В ядре складки находится гигантский Арлано-Дюртюлинский барьерный риф верхнедевонского возраста. Барьерный риф простирается в северо-западном направлении и приурочен к Актаныш-Чишминской депрессии. Длина рифа достигает 110 км, ширина варьируется от 5-8 до 35 км [2].

В тектоническом отношении месторождение относится к Бирской седловине, которое приурочено к Волжско-Камской антеклизе в пределах Восточно-Европейской платформы.

Бирская седловина представляет собой относительно плоскую отрицательную структуру, вытянутую с северо-запада на юго-восток, седловина является крупной тектонической структурой первого порядка и разделяет Южно-Татарский и Башкирский своды. На северо-западе она примыкает к обширной Верхне-Камской впадине, а на юго-востоке окаймляет Благовещенская впадина.

С юго-запада и северо-востока прогиб ограничен серией разломов, которые разбивают фундамент на блоки [27].

Предполагается, что зоны разломов с момента их образования и в последующее время геотектонического развития Бирской седловины оставались ослабленными участками, в пределах которых происходили разные по знаку и амплитуде блоковые подвижки, сопровождающиеся интрузиями магмы. На это указывает сильная вертикальная трещиноватость доломитов верхнекалгаснской подсвиты. Указанные участки могут служить зонами циркуляции древних подземных вод [19]. Тектоническая схема Бирской седловины представлена на рисунке 3.

По кровле угленосной толщи нижнего карбона, с отложениями которой связана основная промышленная залежь нефти, Арланская структура представлена в виде огромного пологого поднятия северо-западного простирания.

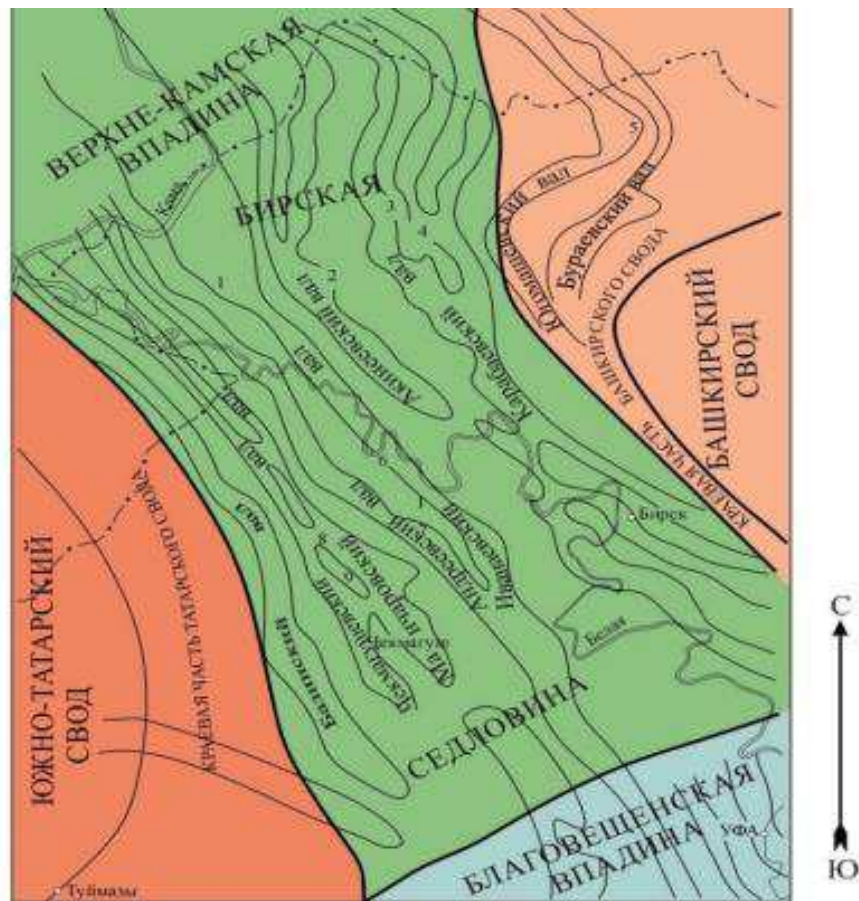


Рисунок 3 – Тектоническая схема Бирской седловины

### Нефтеносность

Разрез осадочной толщи изучен до глубины 4561 м. На месторождении нефтеносными являются отложения верхнего девона (Д1). Турнейского яруса, терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК), верейского и каширо-подольского горизонтов среднего карбона (московский ярус).

Основными продуктивными объектами месторождения являются пласты CVI, CVI<sub>0</sub>, CV, CIV, CIV<sub>0</sub>, CIII, CII и CI ТТНК. Для ТТНК характерна высокая неоднородность пластов по всем параметрам.

Пласт CVI – один из двух основных продуктивных пластов ТТНК. Представлен мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, иногда

крупнозернистыми алевролитами. Пористость песчаников пласта по многочисленным образцам составляет в среднем 24 %, Нефтенасыщенная толщина по площадям в среднем около 5 м. Проницаемость 1,83 мкм<sup>2</sup>.

Пласт CVI<sub>0</sub> сложен темно-серыми сильно глинистыми известковистыми, плохо отсортированными песчаниками. Пористость песчаников сильно меняется в зависимости от глинистости. По данным лабораторных исследований она составляет в среднем 17 %.

Пласт CV представлен мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Проницаемость песчаников в среднем 0,461 мкм<sup>2</sup>. Пористость коллекторов в среднем составляет 19-21 %. Нефтенасыщенность песчаников в среднем по площадям различается незначительно и составляет 73-76 %.

Песчаники пласта CIV присутствуют примерно в одной трети скважин. Характер залегания чаще линзовидный. Цемент глинистый углисто-глинистый, реже карбонатный. Пористость изменяется от 12 до 30 % в зависимости от отсортированности и глинистости. Нефтенасыщенность – 72 до 76 %.

CIV<sub>0</sub> линзовидный, наихудший из всех пластов ТТНК. Толщина менее 2 м. Пористость довольно высокая и достигает 21 % в среднем. Нефтенасыщенность – 65-71 %, проницаемость до 0,26 иногда до 0,9 мкм<sup>2</sup>.

Песчаники пласта СIII развиты в основном на северо-западной половине месторождения, хотя встречаются и на южной. Пористость в среднем 24 %, Насыщенность 86 %. Проницаемость песчаников высокая и в среднем достигает 1,6 мкм<sup>2</sup>

Пласт СII – основной продуктивный пласт Арланского месторождения. Пласт представлен песчаниками в большинстве разрезов. Пористость песчаников составляет в среднем 22 %. Проницаемость – 1,5 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенность коллекторов 87 %.

Пласт С1 – один из наименее развитых пластов месторождения – встречен лишь в 28 % скважин. Пористость песчаников 18-20 %. Проницаемость средняя около 0,65 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенность 72-73 %.

Алексинский горизонт (С<sub>0</sub>) – сложен в основном карбонатами, редко представлен пластом рыхлых крупнозернистых песков.

Пласт Д1 представлен песчаниками, содержит одну небольшую залежь на Калегинском участке Николо-Березовской площади.

Турнейский ярус представлен продуктивными пористыми разностями известняков. В разрезе продуктивной пачки выделяются 3 продуктивных пласта Т1, Т2 и Т3. Пористость изменяется в пределах 11,6 до 19 %, проницаемость до 0,14 мкм<sup>2</sup>.

Средний карбон (верейский, каширский и подольский горизонты) сложен продуктивными известняками и доломитами. Продуктивная пачка В3+4, имеющая промышленную ценность, выделена только в пределах Николо-Березовской и Ново-Хазинской площадей [7].

### **1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов изучалась по данным лабораторных исследований ядра, результатам интерпретации ГИС и гидродинамическим исследованиям скважин.

Нефтеносность для песчаников терригенной толщи нижнего карбона определялась с помощью зависимости, полученной по результатам лабораторных исследований ядра нижнего карбона. Исследования проводились в институте БашНИПИнефть.

Средний карбон

В продуктивном разрезе среднего карбона выделяется от 2 до 5 продуктивных пластов, характеристика пластов представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика продуктивных пластов среднего карбона

Параметры пласта	Значение
Нефтенасыщенная толщина, м	0,86-1,3
Пористость, %	19,1-20,9
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,050-0,051
Коэффициент песчанитости, доли ед.	0,075-0,170
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,35-1,77
Коэффициент распространения, доли ед.	0,35-0,36
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,758-0,785

Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,55 до 2,2 м, чаще всего, не превышая 1,5 м. Таким образом продуктивные пласты среднего карбона характеризуются малой толщиной и часто замещаются неколлектором. В связи с этим залежи нефти в отдельных пластах являются литологически ограниченными. Средняя пористость пластов до 22 %.

Продуктивные пласты среднего карбона относятся к типу низкопроницаемых, которая составляет чаще всего не более 0,050 мкм<sup>2</sup>.

Доля нефтенасыщенных пластов в общем разрезе до 0,17, иными словами в продуктивном разрезе преобладают плотные разности известняков.

Продуктивные пласты характеризуются прерывистым строением. Коэффициент распространения не превышает 0,36.

Рассмотренные особенности строения пластов определяют низкую продуктивность залежей нефти среднего карбона.

Терригенная толща нижнего карбона (ТТНК)

ТТНК представляет собой переслаивание аргиллитов (иногда известняков и углистых сланцев) с песчаниками и алевролитами кварцевого состава. Всего в разрезе ТТНК выделяется до 8 пластов (CVI, CVI<sub>0</sub>, CV, CIV, CIV<sub>0</sub>, CIII, CII и



СI), разделенных аргиллитами разной толщины. Основными из них являются пласты СII и CVI, наиболее выдержанные по площади, отличающиеся наибольшими толщинами и проницаемостью и содержащими основные запасы нефти.

Остальные продуктивные пласты распространены не повсеместно, характеризуются линзовидным строением, имеют подчиненное значение. Характеристика пластов ТТНК представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристика продуктивных пластов ТТНК

Параметры пласта	СII	СIII	СI-VI <sub>0</sub>	CVI
Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	2,5	1,8	0,9-1,1	4,4
Средняя пористость, %	23,0	23,0	19,0-21,0	23,0
Средняя проницаемость (по керну), мкм <sup>2</sup>	1,45	1,26	0,18-0,784	1,79
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,94	0,99	0,99-1,0	0,66
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,21	1,03	1,0-1,02	2,11
Коэффициент распространения, доли ед.	0,81	0,21	0,076-0,48	0,9
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,880	0,880	0,75-0,83	0,88

Обращают на себя данные о коэффициенте песчаности. Четко прослеживается зависимость его от толщины пласта. Чем выше толщина пласта, тем ниже коэффициент песчаности и наоборот. Так, для пласта CVI величина этого коэффициента составляет 0,66; по пласту СII – 0,94; по пластам СI, СIV<sub>0</sub>-VI<sub>0</sub> она возрастает до 1.

#### Турнейский ярус

В таблице 1.3 приведена характеристика продуктивного пласта в турне (пласт Т1).

Таблица 1.3 – Характеристика продуктивного пласта Т1

Параметры пласта	Значение параметров
Количество залежей, ед.	5
Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	4,2
Средняя пористость, %	13,3
Средняя проницаемость (по керну), мкм <sup>2</sup>	0,034
Доля коллекторов в общей толщине, доли ед.	0,37
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,8
Коэффициент распространения, доли ед.	0,92

Продуктивный пласт характеризуется небольшой пористостью 13,3 %. Этому соответствует и низкая фильтрационная характеристика пласта. Так проницаемость в среднем составляет 0,034 мкм<sup>2</sup>.

Таким образом, при низкой емкостной и фильтрационной характеристикам пласт Т1 имеет довольно высокую неоднородность, трещиноватость, что обуславливает его чрезвычайно низкую продуктивность [7].

#### 1.4 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Состав нефти на Арланском месторождении весьма различен и сложен. Он может явно изменяться даже в пределах одной залежи, а также при движении по пласту и при добыче.

Нефть на исследуемом участке относится к тяжелым, сернистым, вязким и парафинистым, с повышенной плотностью, и пониженным газовым фактором.

Плотность нефти в стандартных условиях колеблется в пределах 840-894 кг/м<sup>3</sup>. Плотность нефти при давлении насыщения составляет 846-859 кг/м<sup>3</sup>. Удельный вес в пластовых условиях составляет 0,88 г/см<sup>3</sup>.

Попутные газы, растворенные в нефти терригенной толщи нефтеносного комплекса Арланского месторождения – являются жирными газами, содержащими легкие бензиновые фракции. Попутные газы состоят из негорючей части, представленной, в основном, азотом и горючей углеводородной части.

В таблице 1.4. представлена физико-химическая характеристика нефти продуктивных пластов месторождения.

Таблица 1.4. – Физико-химическая характеристика нефти продуктивных пластов

Пласт	Дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Вязкость в пласт. условиях	Газонас. пласт. нефти, м <sup>3</sup> /сут.	Содержание, %			
				сера	параф.	асф.	смолы
В <sub>3+4</sub>	2,7	14,3	20,3	2,4	2,6	5,5	20,4
С <sub>0</sub>	28,1	-	19,6	-	-	-	-
С <sub>I</sub>	8,1	19,3	19,6	2,3	2,7	5,5	12,5
С <sub>II</sub>	11,9	19,3	19,6	2,8	2,8	4	12,8
С <sub>III</sub>	7,6	19,3	19,6	2,5	2,5	6,4	14,6
С <sub>IV<sub>0</sub></sub>	2,7	19,3	19,6	3	4	3,3	13,7
С <sub>IV</sub>	4,9	19,3	19,6	3	4	3,3	13,7
С <sub>V</sub>	5,2	19,3	19,6	2,6	3,4	5,2	15,4
С <sub>VI<sub>0</sub></sub>	7,9	19,3	19,6	3,3	3,1	5,6	14,7
С <sub>VI</sub>	27,3	19,3	19,6	3,3	3,1	5,6	14,7
Т <sub>1,Т<sub>2</sub>,Т<sub>3</sub></sub>	3,6	18,3	8,3	2,5	2,9	4	12,7
Д <sub>1</sub>	4,7	25	7,9	2,3	6,4	1,9	21,1

Горючая часть попутных газов состоит из метана, этана, пропана, бутана и пентана + высшие, из них преобладают метан, этан и пропан. В газах Вятской и Николо-Березовской площадей преобладающими являются этан и пропан, а на Арланской и Новохазинской площадях метан и пропан. В попутных газах наряду с азотом содержится гелий и аргон. В таблицах 1.5 и 1.6 приведены

данные по содержанию редких компонентов в попутных газах. На Вятской площади в составе попутного газа обнаружен сероводород. Содержание его в среднем равно 0,15 %.

Таблица 1.5 – Характеристика газа, растворенного в нефти. Часть 1

Пласт	Газ. фактор средне-год, м <sup>3</sup> /т	Удельный вес по воздуху	Состав, % мольные				
			метан	этан	пропан	изобут.	н- бутан
В <sub>3+4</sub>	12,4	1,509	6,85	19,91	27,19	5,68	7,23
С <sub>0</sub>	20,3	1,41	22,37	10,59	18,20	3,45	6,62
СI	15,6-18,8	1,51	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
СII	15,6-18,8	1,51	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
СIII	15,6-18,8	1,51	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
СIV <sub>0</sub>	15,6-18,8	1,539	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
СIV	15,6-18,8	1,539	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
CV	15,6-18,8	1,539	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
СVI <sub>0</sub>	15,6-18,8	1,539	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
СVI	15,6-18,8	1,521	13,24	9,08	19,24	3,57	7,56
T1,T2,T3	8,3-9,2	1,502	11,45	15,01	19,54	3,57	6,84
ДI	7,9	-	-	-	-	-	-

Таблица 1.6 – Характеристика газа, растворенного в нефти. Часть 2

Пласт	пентан+высшие	гелий	сероводород	азот	углекислый газ
В <sub>3+4</sub>	4,78	-	-	26,7	1,31
С <sub>0</sub>	4,88	0,03	-	32,99	0,9
СI	7,73	-	-	40,65	1,05
СII	7,73	-	-	40,65	1,05
СIII	7,73	-	-	40,65	1,05
СIV <sub>0</sub>	7,73	-	-	40,65	1,05
СIV	7,73	-	-	40,65	1,05
CV	7,73	-	-	40,65	1,05

## Окончание таблицы 1.6

Пласт	пентан+высшие	гелий	сероводород	азот	углекислый газ
CVI <sub>0</sub>	7,73	-	-	40,65	1,05
CVI	7,73	-	-	40,65	1,05
T1,T2,T3	11,67	-	-	36,46	1,26
Д1	-	-	-	-	-

Пластовые воды терригенной толщи нижнего карбона относят к хлоридно-кальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппы. В солевом составе вод преобладают хлориды натрия и калия, образующие первую соленость.

Резко отличаются по характеристике воды, отобранные в пределах замкнутых участков внутри залежи (застойные воды) CVI Ново-Хазинской площади. По сравнению с водами законтурными, подошвенными и даже водами замкнутых участков Вятской площади они характеризуются повышенными значениями плотности, минерализации, содержанием сульфат-ионов [4].

### 1.5 Запасы нефти. КИН

Начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти в целом по объектам на 01.01.2018 составили соответственно: пласт Д1 – 67 и 70 тыс. тонн (С1); трунейский ярус – 13743 и 1466 тыс. тонн (В+С1), 1324 и 59 тыс. тонн (С2); ТТНК – 997594 и 439895 тыс. тонн (А+В+С1); 12868 и 2983 тыс. тонн (С2); алексинский горизонт – 11127 и 6565 тыс. тонн (А+В+С1); средний карбон – 52969 и 11093 тыс. тонн (В+С1), 27953 и 4333 тыс. тонн (С2). В целом по месторождению начальные балансовые и извлекаемые запасы составляют 1075500 и 459026 тыс. тонн (А+В+С1), 42145 и 7375 тыс. тонн (С2). (Величины запасов приводятся без Вятской площади). Текущий КИН равен 0,239, что

составляет 23,8 % от начальных балансовых запасов, 85,3 % от извлекаемых запасов нефти.

Начальные извлекаемые запасы газа составляют: турнейский ярус – 12 млн. м<sup>3</sup> (B+C1); ТТНК – 7516 млн. м<sup>3</sup> (A+B+C1), 46 млн. м<sup>3</sup> (C2); алексинский горизонт – 133 млн. м<sup>3</sup> (A+B+C1); средний карбон – 175 млн. м<sup>3</sup> (B+C1), 98 млн. м<sup>3</sup> (C2). В целом по месторождению – 7836 млн. м<sup>3</sup> (A+B+C1) и 145 млн. м<sup>3</sup> (C2).

## **1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на месторождении**

К осложняющим особенностям данной площади относятся: многопластовость разреза, расчлененность, резкая литологическая и тектоническая изменчивость, развитая зональная неоднородность и сравнительно высокая остаточная нефтенасыщенность пород коллекторов, в которых сосредоточены основные запасы нефти. Повышенное содержание смол и асфальтенов в нефтях нижнего карбона придает им структурно-механические и неньютоновские свойства, влияющие отрицательно на процесс вытеснения нефти водой.

Основная часть запасов сконцентрирована в терригенной толще нижнего карбона, которая характеризуется наличием нескольких пластов с закономерной сменой типов пород, различающихся толщиной, различной активностью пластовых флюидов, зональной неоднородностью, зачастую они замещаются непроницаемыми породами.

В карбонатных коллекторах турнейского яруса развита трещиноватость, которая является основным видом пустотности и составляет десятые доли процента. Сложность строения карбонатных коллекторов определяет трудность разработки этих месторождений.

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Последним документом, в рамках которого в настоящее время ведется разработка Арланского нефтяного месторождения, является «Проект доработки Арланского нефтяного месторождения». Проект утвержден ЦКР Минэнерго 21 ноября 2012 г. (протокол № 2925). Основными решениями проекта, помимо установления проектных уровней отбора нефти, жидкости и закачки воды, являются:

- расширение масштабов применения физико-химических методов увеличения нефтедачи пластов по всем эксплуатационным объектам, с дополнительной добычей нефти в объеме 3410,4 тыс. тонн;
- добуривание проектного фонда скважин, в т.ч по ТТНК – 508 скважин, 324 дублеров; среднему карбону – 515 скважин, из них 73 горизонтальных;
- ввод в эксплуатацию простаивающего фонда скважин, сократив его количество до норматива (1090 скважин – по ТТНК, 33 скважины по отложениям среднего карбона и 12 турнейских скважин);
- зарезка 682 боковых стволов в т.ч. турнейским отложениям – 93;
- оцифровка и переинтерпритация ГИС по всему фонду скважин;
- увеличение масштабов возвратных ремонтно-изоляционных работ и работ по ликвидации скважин.

Особо подчеркивалась необходимость проведения опытно-промышленных работ по закачке биополимера БП-92 на одной из площадей Арланского месторождения, и в случае получения положительных результатов, распространить опыт по всему месторождению.

В 2018 году из всех объектов разработки Арланского месторождения добыто 4956 тыс. тонн нефти и отобрано 49219 тыс. тонн жидкости. По

сравнению с предыдущим годом добыча нефти увеличилась на 50,5 тыс. тонн, а отборы жидкости выросли на 2593 тыс. тонн.

Среднесуточный дебит на одну скважину в 2018 году составил по нефти – 2,3 т/сут. И по жидкости – 54,2 т/сут. В 2012 году эти показатели составляли соответственно 2,7 и 56,9 т/сут. Основной отбор добытой нефти и жидкости приходится на продуктивные коллекторы с терригенными отложениями нижнего карбона.

## **2.2 Анализ состояния фонда скважин**

Всего на Арланском нефтяном месторождении пробурено 8452 скважины различных категорий, по основному эксплуатационному объекту ТТНК – 7905 скважин, или 93,5 % всего пробуренного фонда. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин 5183, нагнетательных – 1337. Количество ликвидированных и ожидающих ликвидации равно 15 %.

Все скважины Арланского месторождения эксплуатируются механизированным способом. По ТТНК 74 % скважин эксплуатируются ШГН, 25 % - ЭЦН и 1 % - УЭДН. Скважины каширо-подольского горизонта (КПО) и турнейского яруса эксплуатируются, в основном, ШГН.

После утверждения проекта, существенных изменений в общей структуре фонда скважин не произошло. Основные изменения следующие:

- всего за этот период пробурено 68 скважин, в т.ч. на Арланской площади 28 скважин (в т.ч. 16 скважин на КПО); на Николо-Березовской площади (ТТНК) – 30 скважин; Ново-Хазинской (ТТНК) – 6 скважин;

- произошло значительное увеличение фонда действующих скважин (с 3883 до 4381), что связано с интенсивным вводом в эксплуатацию бездействующих скважин;

- бездействующий фонд снизился до 802 (15,4 %) скважин,



нагнетательный до 404 (30,2 %) скважин;

– ликвидировано 48 добывающих скважин и 31 нагнетательная скважина, или в среднем по 20 скважин в год, что недостаточно для месторождения, находящегося на 4 стадии разработки;

– увеличился фонд водозаборных скважин (с 85 до 112 скважин), из-за увеличения объемов внутрискважинной перекачки термальных вод для нужд ПЖД [20].

### **2.3 Анализ текущего состояния разработки месторождения**

Терригенная толща нижнего карбона

Разработка объекта была начата в 1958 году. Максимальный отбор нефти в объеме 16,1 млн. тонн был достигнут в 1972 году при темпе отбора 3,7 % от начальных извлекаемых запасов. На 01.01.2018 годовой уровень отбора составляет 2684 тыс. тонн нефти, накопленный отбор нефти достигает 404,3 млн. тонн, нефтеотдача – 40,4 %.

Отмечаются следующие тенденции:

– произошла стабилизация эксплуатационного и действующего фонда добывающих (на уровне 4800-4710 скв.) и нагнетательных скважин (на уровне 1250-1275 скв.), так и обводненности добывающей продукции, на уровне 95,2-95,8 %. Стабилизация, а в некоторые годы даже снижение обводненности, происходит за счет оптимизации уровней закачки воды и попутно-добываемой жидкости и остановки нерентабельных высокообводненных скважин;

– сохраняется тенденция сокращения объемов закачки воды (с 61,9 млн м<sup>3</sup> в 2012 году до 55,6 млн м<sup>3</sup> в 2018 году). Текущий (годовой) ВНФ в некоторых участках и зонах отбора продолжает оставаться высоким (до 20 т/т);

– в целом сохраняется общая закономерность увеличения объемов добычи нефти, с 4430 тыс. тонн в 2012 году до 4956 тыс. тонн в 2018 году.

Данные тенденции сохранены при расчете технологических показателей разработки по объекту на ближайшую перспективу (2018-2021 гг.).

За период с октября 2013 года по декабрь 2017 года на опытном участке за счет обработок нагнетательных и добывающих скважин композициями на основе биополимера БП-92 получено дополнительно 9126 тонн нефти. При обработке нагнетательных скважин, имеющих хорошую гидродинамическую связь с добывающими скважинами, дополнительная добыча превышала 1000 тонн на скв/операцию. В результате применения композиции для обработки добывающих скважин с целью уменьшения водопритоков отмечено снижение обводненности с 98 до 57 % (скважина 259).

#### Каширо-подольские отложения

Анализ геолого-промыслового материала за 60 лет эксплуатации КПО позволяет отметить следующее:

- текущий коэффициент нефтеизвлечения по состоянию на 01.01.2018 года составил 8,6 %, остаточные извлекаемые запасы по площади составляют 6,4 млн. тонн, что свидетельствует о значительных резервах по добыче нефти;
- фонд для бурения составляет 486 скважин, система разработки в целом по объекту полностью не сформирована;
- в зонах, где освоена система ППД, заметного роста пластового давления не наблюдается;
- объект в настоящее время фактически разрабатывается на режиме истощения.

Динамика показателей разработки Арланского месторождения, представленная на рисунке 4, показывает рост добычи жидкости и нефти за последние 4 года, при снижении количества добывающих скважин. Это свидетельствует об увеличении дебитов скважин при незначительном росте обводненности продукции. Рост добычи нефти на Арланском месторождении связан с широким применением высокопроизводительного погружного насосного оборудования.

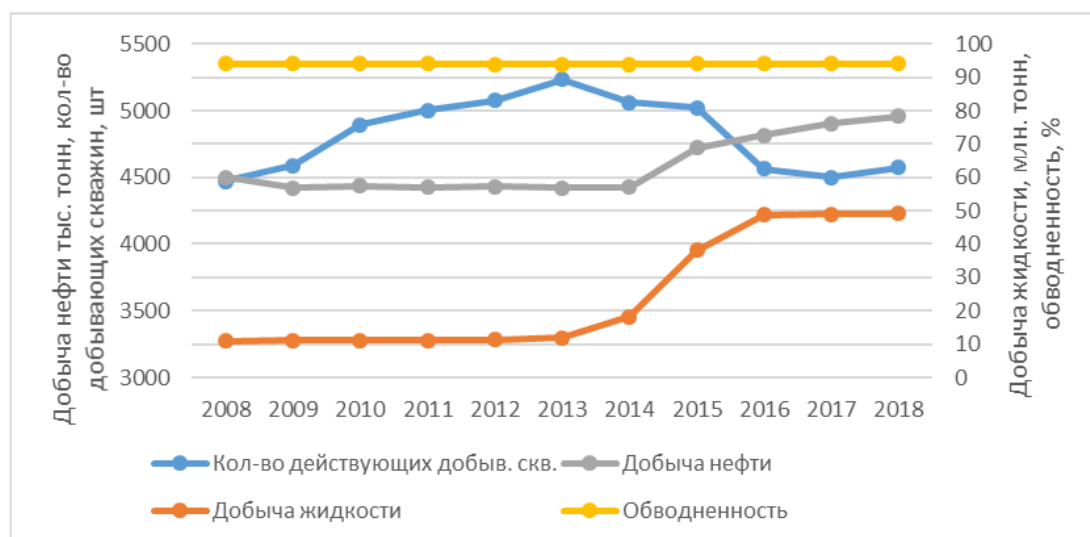


Рисунок 4 – Динамика показателей разработки Арланского месторождения

В настоящий момент на Арланском месторождении отсутствуют в действующем фонде фонтанные скважины. По количеству скважин наибольшее количество имеют ШСНУ. Однако доля добычи нефти из них значительно меньше, чем для УЭЦН, примерно в 5 раз. Динамика соотношения фонда скважин по способам эксплуатации и добычи нефти представлена на рисунке 5.

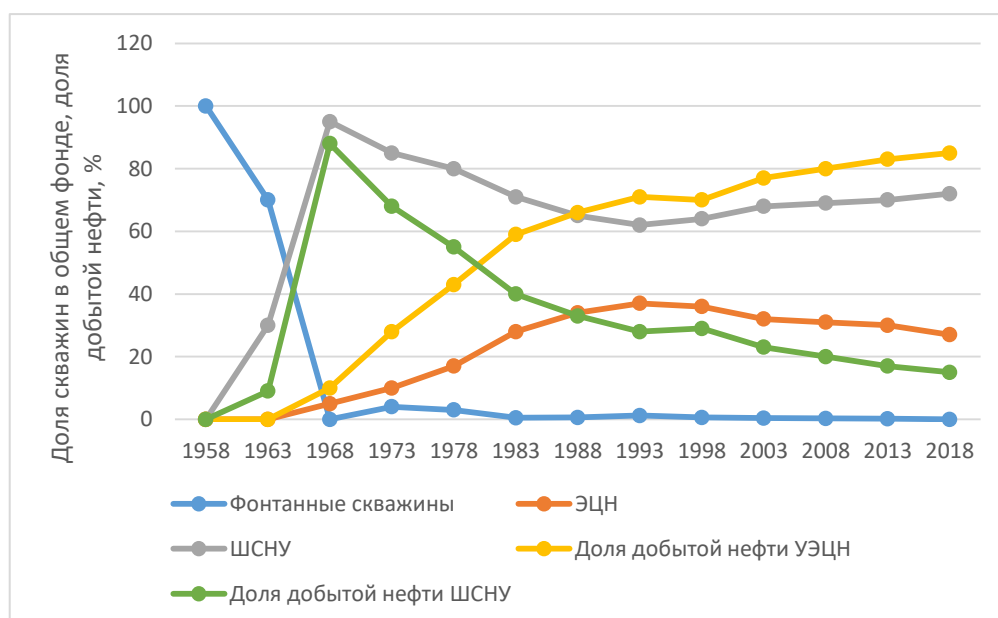


Рисунок 5 – Динамика соотношения фонда скважин по способам эксплуатации и добычи нефти

### **3 Методы увеличения нефтеотдачи**

#### **3.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи и геолого-промысловые условия их применения**

К новым методам воздействия на пласт обычно относятся все методы, отличающиеся от традиционного заводнения. Однако такое деление на традиционные и новые методы довольно условно, т. к. часть методов, относимых к новым, в той или иной мере связана с традиционным заводнением или базируется на нем.

##### **Гидродинамические методы**

К гидродинамическим методам относится циклическое заводнение и другие способы создания нестационарного давления и периодического изменения направления фильтрационных потоков в продуктивных пластах. Эти методы направлены на повышение охвата пластов процессом вытеснения в условиях традиционного обычного заводнения за счет вовлечения в разработку малопроницаемых слоев и прослоев, а также застойных зон. Суть этих методов заключается в создании знакопеременных перепадов давления между зонами с разной проницаемостью и насыщенностью. За счет этих скачков давления создаются условия для выравнивания насыщенности и устранения капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон. Изменение фильтрационных потоков усиливает этот процесс в результате вовлечения в разработку застойных зон пласта. К гидродинамическим методам относят водогазовое циклическое воздействие на пласты, при котором в пласт поочередно нагнетается вода и газ. Поочередное их нагнетание способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительно проницаемости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью.

Гидродинамические методы, связанные с изменением фильтрационных потоков, в принципе могут применяться во всех геолого-физических условиях, при которых проводят заводнение. Эффект от циклического воздействия на пласты увеличивается с повышением гидрофильности коллекторов, микронеоднородности пористой среды, слоистой неоднородности, сообщаемости слоев, а также с увеличением амплитуды колебаний давления нагнетания воды и применением процесса на более ранней стадии заводнения.

### **Физико-химические методы**

Физико-химические методы основаны на вытеснении нефти водными растворами различных химических реагентов, улучшающих или изменяющих в необходимых направлениях вытесняющие свойства воды. Сюда относят водорастворимые ПАВ, полимеры, кислоты, щелочи, а также мицеллярные растворы и др. Их действие основано на снижении межфазного натяжения между нефтью и водой (ПАВ, щелочи) и устранении капиллярных сил в заводненном пласте (мицеллярные растворы), приводящем к увеличению коэффициента заводнения, а также уменьшению различия в вязкостях нефти и вытесняющей ее воды (полимеры), обеспечивающем повышение коэффициента заводнения.

Физико-химические методы основаны на нагнетании в пласты водных растворов химических веществ с концентрацией 0,02-0,2 % в объеме 10-30 % от общего объема пустот продуктивного коллектора для создания оторочки, вытесняющей нефть. Затем оторочку перемещают путем нагнетания в пласт обычной воды. С их помощью возможно существенное расширение диапазона значений вязкости пластовой нефти (до 50-60 мПа·с), при котором возможно применение методов воздействия, основанных на заводнении. Применение методов в начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициента нефтеотдачи на 3-10 %.

Наиболее приемлемым для вытеснения нефти водными растворами полимеров считается раствор полиакриламида (ПАА). Добавка даже в малых

объемах ПАА к нагнетаемой воде повышает ее вязкость, снижает подвижность и уменьшает относительную вязкость пластовой нефти. Метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти до 10-50 мПа·с. Благоприятны объекты с относительно однородным строением пластов, преимущественно порового типа.

Из поверхностно-активных веществ наиболее распространенными считаются растворы неионогенных ПАВ типа ОП-10. Добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает ее отмываемые свойства: снижается поверхностное натяжение на границе воды и нефти, уменьшается краевой угол смачивания, увеличивается приемистость нагнетательных скважин и т.п. Метод рекомендуется применять на залежах с водонасыщенностью пласта не более 15 %, а также при вязкости пластовой нефти 5-30 мПа·с, с проницаемостью пласта выше 0,03-0,05 мкм<sup>2</sup> и температурой пласта до 70°С. В настоящее время возможный прирост коэффициента нефтеотдачи оценивается в 3-5 %.

Метод щелочного воздействия основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуется ПАВ. Метод щелочного заводнения рекомендуется к применению при малой минерализации пластовой и закачиваемой воды, при низкой глинистости и высокой активности пластовой нефти.

При вытеснении нефти мицеллярными растворами в качестве вытесняющего агента в пласт нагнетают мицеллярный раствор (в объеме около 10 % объема продуктивного пласта), узкую оторочку которого перемещают широкой оторочкой буферной жидкости, которая, в свою очередь, вытесняется рабочим агентом – водой. Состав мицеллярного раствора: легкая углеводородная жидкость, пресная вода, ПАВ и стабилизатор. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул воды и углеводов. Метод предусматривает применение мицеллярных растворов и буферной жидкости примерно одинаковой вязкости с пластовой

нефтью. Метод предназначается в основном для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Рекомендуется применение на залежах нефти в терригенных коллекторах порового типа, сравнительно однородных, не содержащих карбонатного цемента. Это связано с тем, что при движении в резко неоднородном коллекторе и при контакте с карбонатным цементом может нарушиться структура раствора. Желательно, чтобы средняя проницаемость коллекторов была более  $0,1 \text{ мкм}^2$ . Величина остаточной нефтенасыщенности не ограничивается, но вследствие большой стоимости работ по созданию оторочки целесообразно, чтобы она была более 25-30 %. Вязкость нефти не должна превышать  $20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . В связи с резким снижением эффективности метода при контакте мицеллярных растворов с минерализованными пластовыми водами применять его следует на месторождениях, разрабатываемых внутриконтурным нагнетанием пресной воды или после предварительной закачки в пласт пресной воды. Температура пласта не должна превышать  $70-90 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### **Теплофизические методы**

Теплофизические методы основаны на закачке в пласт теплоносителей пара или горячей воды. Вытеснение нефти паром – наиболее распространенный метод увеличения нефтеотдачи пластов. Он основан на том, что пар (обладающий теплоемкостью в 3-3,5 раза превышающей теплоемкость горячей воды при  $230^\circ\text{C}$ ) вносит в пласт значительное количество тепловой энергии. Эта энергия обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, дистилляции нефти в зоне пара, гидрофилизации породы коллектора вследствие расплавления и удаления со стенок скважин смол и асфальтенов. В результате повышается как коэффициент вытеснения, так и охват процессом разработки.

Метод вытеснения нефти паром рекомендуется для разработки залежей высоковязкой нефти (более  $40-50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), для которых метод заводнения непригоден. Иногда паротепловое воздействие осуществляется в сочетании с обычным заводнением, при котором закаченная в пласт высокотемпературная

оторочка пара в объеме 20-30 % к общему пустотному пространству залежи перемещается по пласту закачиваемой водой. Коэффициент нефтеотдачи может достигать 0,4-0,6. Для применения метода благоприятны условия, для которых характерны минимальные потери тепла как при закачке пара в скважину, так и при перемещении его по пласту. Глубина залегания пласта не должна превышать 1000 м, чтобы избежать больших потерь тепла в стволе скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта должна быть более 10-12 м, но не выше 40 м. При меньшей толщине резко возрастают потери тепла в породы, перекрывающие и подстилающие пласт. При чрезмерно большей толщине во избежание низкого охвата воздействием по разрезу пласта следует его расчленять на объекты меньшей мощности. Для паротеплового воздействия целесообразно выбирать объекты с высокими коллекторскими свойствами (пористостью 20 % и более и проницаемостью более 0,5 мкм<sup>2</sup>), т. к. при этом сокращаются потери тепла на нагрев собственно породы пласта. Процесс более эффективен при разработке залежей с высокой начальной нефтенасыщенностью, т.к. требуется малый расход тепла на нагрев содержащейся в пласте остаточной воды. Вязкость нефти может составлять 200-1000 мПа·с. Объекты для паротеплового воздействия должны слагаться породами, не подверженными разрушению и малой глинистостью (не более 10%). Разработка залежей при паротепловом воздействии должна осуществляться с довольно плотными сетками скважин от 1-2 до 8 га/скв.

### **Термохимические методы**

Термохимические методы связаны с различного рода процессами внутрипластового горения нефти – сухого, влажного и сверхвлажного, в том числе с участием щелочей, оксидата и т.п. Эти методы основаны на способности пластовой нефти вступать в реакцию с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающуюся выделением большого количества тепла (внутрипластовым горением). Таким образом, методы предусматривают генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем



инициирования процесса горения у забоя нагнетательных скважин и перемещения зоны (фронта) горения по пласту. Применяют прямоточное сухое и прямоточное влажное или верхвлажное горение.

При прямоточном сухом горении на забое воздушнонагнетаемой скважины поджигается нефть, и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом по направлению к добывающим скважинам. Однако вследствие низкой теплопроводности воздуха по сравнению с теплопроводностью пород пласта, фронт нагревания породы отстает от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемого в пласте тепла (до 80 % и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы.

При прямоточном влажном горении в пласт нагнетаются в определенном соотношении воздух и вода. Вода, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа, пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны нагрева с насыщенным паром и сконденсированной горячей водой. Следовательно, при влажном горении механизм повышения нефтегазоизвлечения достигается как за счет факторов, свойственных процессу вытеснения нефти паром, так и за счет дополнительных факторов, свойственных собственно процессу горения – вытеснения нефти водогазовыми смесями, образующимися углекислым газом, поверхностно-активными веществами и др.

Термохимические методы имеют одинаковые области применения, и подходы к выбору объектов для их применения одинаковы. Следует учитывать, что метод влажного горения более эффективен. В обоих случаях в качестве топлива для горения расходуется часть нефти, слагающейся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися после горения фракциями нефти и претерпевшими изменение вследствие дистилляции, крекинга и других сложных процессов. В результате сгорают

наиболее тяжелые фракции нефти. В зависимости от геолого-физических условий расход сгорающего топлива может составлять 10-40 кг на 1 м<sup>3</sup> пласта, или 6-25 % первоначального содержания нефти. Объекты для применения термохимических методов должны залегать на глубине не более 1500-2000 м, вязкость нефти 10-1000 мПа·с и более. Рекомендуются при проницаемости пород более 0,1 мкм<sup>3</sup> и нефтенасыщенности более 30-35 %. Толщина пласта должна быть более 3-4 м.

Процесс сухого горения в связи с более высокой температурой (700 °С и выше) лучше применять только на терригенных коллекторах, поскольку карбонатные более подвержены разрушению от высокой температуры. При влажном и особенно сверхвлажных процессах горения процессы протекают при меньших температурах, соответственно 450 и 230 °С как для терригенных, так и карбонатных коллекторов.

#### **Методы смешивающегося вытеснения**

К группе методов смешивающегося вытеснения относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами – углеводородными газами; сжиженным нефтяным газом (преимущественно пропаном), сжиженным обогащенным газом (метаном со значительным количеством C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>), сухим газом высокого давления (в основном метаном) с сниженным неуглеводородным газом - углекислым газом или двуокисью углерода. При смешивающемся вытеснении с применением углекислого газа механизм вытеснения в значительной мере определяется состоянием двуокиси углерода в пласте. Двуокись углерода может находиться в пласте в жидком состоянии только при температуре 32 °С. В этом случае процесс вытеснения нефти жидкой двуокисью углерода характеризуется высокой степенью их взаимной растворимости. При растворении жидкой двуокиси углерода в нефти существенно увеличивается объем нефти, уменьшается ее вязкость и снижается проявление капиллярных сил. Так, объем нефти при растворении в ней углекислого газа увеличивается в 1,5-1,7 раза, что вносит особенно большой вклад в повышение нефтеизвлечения

при разработке залежей маловязкой нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной эффект достигается в результате увеличения коэффициента вытеснения и заводнения вследствие уменьшения вязкости нефти. Причем вязкость нефти при смешивающемся вытеснении с углекислым газом снижается тем сильнее, чем выше ее начальное давление (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Вязкость нефти при смешивающемся вытеснении с углекислым газом

Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти при полном насыщении CO <sub>2</sub> , мПа·с
1000-9000	15-160
100-600	3-15
10-100	1-3
1-9	0,5-0,9

Каждый из методов смешивающегося вытеснения эффективен при определенных компонентных составах и фазовом состоянии нефти и давлении, при которых может происходить процесс смешивания. С учетом значений давления смешивания вытеснение нефти газом высокого давления наиболее эффективно для залежей с пластовым давлением более 20 Мпа, вытеснение обогащенным газом 10-20 Мпа, сжиженным газом и двуокисью углерода 8-14 Мпа. Эти методы целесообразно применять на залежах с глубинами залегания пластов 1000-1200 м. Благоприятны также низкая вязкость пластовой нефти (менее 5 мПа·с) и относительно небольшая мощность пластов (10-15 м). Эти методы можно использовать при любой проницаемости, но больший эффект достигается при низкой проницаемости, когда не удастся реализовать более дешевый метод – заводнение [1].

### 3.2 Состояние работ по увеличению нефтеотдачи на Арланском месторождении

В последние годы добыча нефти за счет внедрения новых МУН в зависимости от способа воздействия на пласт представлена в таблице 3.2. Основной объем добычи нефти за счет МУН получен за счет физико-химических и гидродинамических МУН. Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимают силикатно-щелочные растворы, а в гидродинамических МУН – бурение боковых стволов и циклическая закачка.

Таблица 3.2 – Добыча нефти на Арланском месторождении в зависимости от МУН

Методы	201X год		201(X+1) год	
	Добыча нефти, тыс. тонн	Доля в объеме МУН, %	Добыча нефти, тыс. тонн	Доля в объеме МУН, %
Термические	7,2	6,2	8,9	5,7
Микробиологические	3,9	3,3	6,2	3,9
Физико-химические	85,5	73,2	91,2	58,5
Гидродинамические	20,3	17,3	49,7	31,9
Всего	116,9	100,0	156,0	100,0
Доля МУН в общей добыче месторождения, %	6,2		8,4	

Основными задачами в области повышения эффективности разработки месторождения за счет применения методов увеличения нефтеотдачи являются:

- 1) Снижение проницаемости промытых зон пласта;
- 2) Уменьшение степени неоднородности пластов и повысить охват пластов заводнением, сокращение объема попутно-добываемой воды;

3) Вовлечение в разработку и интенсификация добычи нефти из слабодренлируемых участков залежи и зон с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе карбонатными коллекторами;

Нашли широкое применение такие технологии увеличения нефтеотдачи как:

– физико-химические методы: закачка полимеров, щелочей, жидкого стекла, алюмохлорида, глинистых суспензий;

– микробиологические методы: активизация пластовой микрофлоры, закачка активного ила, различных продуктов биосинтеза.

Дополнительная добыча за весь период их испытания и внедрения на месторождениях составила свыше 60 тыс. тонн.

Практика внедрения современных методов повышения степени нефтеизвлечения по Арланскому месторождению подтвердила их высокую эффективность. В промышленном внедрении и на стадии опытно-промысловых испытаний в настоящее время находится более 20 различных МУН и их модификаций (таблица 3.3).

За последние два года темп роста количества обработок составил около 55 % в год. Существенно увеличилось количество скважин, по которым проводились работы, направленные на повышение нефтеотдачи. Общий объем внедрения МУН составил более 560 скв/обр., в результате чего получено 272,9 тыс. тонн дополнительно добытой нефти при снижении объемов попутно добываемой воды более 3937 тыс. тонн. Доля МУН в общей добыче увеличилось с 5,6 до 8,4 % [20].

Таблица 3.3 – МУН, применяемые на Арланском месторождении

Технология	Автор технологии
Термические методы	
Закачка мин. терм. вод	
Микробиологические методы	
БиоПАВ+ПАА	БашНИПИ
БиоПАВ+лигнотин	БашНИПИ
БП-92	Нефтегазтехнология г. Москва
САИ	БашНИПИ
Физико-химические методы	
Виброволновое воздействие	«Ойл-Инжиниринг» г. Уфа
Депрессионная перфорация	«Башэкс» г. Уфа
ДВВ	«Недра Эстерн» г. Новосибирск
Закачка БРЕГ-1	БашНИПИ
Водонефтяные композиции	БашНИПИ
Глинистые суспензии	БашНИПИ
КОГОР	БашНИПИ
Силином	Казанский госуниверситет
ДНПХ-9010	ООО НПП «Девон» г. Казань
СНПХ-8700	ООО НПП «Девон» г. Казань
СЦР	БашНИПИ
СЦВМ	БашНИПИ
ЩПР	БашНИПИ
КФЖ	БашНИПИ
Закачка бустирана	БашНИПИ
Закачка латекса	БашНИПИ
Закачка гидрофибизатора	БашНИПИ
Гидродинамические методы	
Боковые стволы	
Горизонтальные скважины	
Циклическая закачка	
Перевод скважин с других горизонтов	
Заводнение с изменением фильтрационных потоков	
Регулирование градиента давления	

## **4 Технология CO<sub>2</sub>-воздействия на пласт на Арланском месторождении**

### **4.1 Диоксид углерода как рабочий агент для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов**

В целях поддержания пластового давления на нефтяных залежах, еще до применения заводнения, с 1917 г. применяли закачку газа. Однако позже, после того как повсеместно стало применяться заводнение, было установлено, что газ является менее эффективным рабочим агентом, чем вода. Это обуславливается его малой вязкостью, которая в 10-5 раз меньше чем у воды, а, следовательно, и высокой подвижностью из-за которой газ быстро прорывается к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым слоям, снижая дебиты и уменьшая охват пластов процессом вытеснения.

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

Диоксид углерода (CO<sub>2</sub>, углекислый газ, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м<sup>3</sup>. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет. Критическая температура -31 °С; критическое давление – 7,38 Мпа [18].

На рисунке 6 представлен график зависимости вязкости двуокиси углерода от температуры при различных давлениях, согласно которому, вязкость CO<sub>2</sub> в пластовых условиях значительно ниже, чем вязкость нефти.

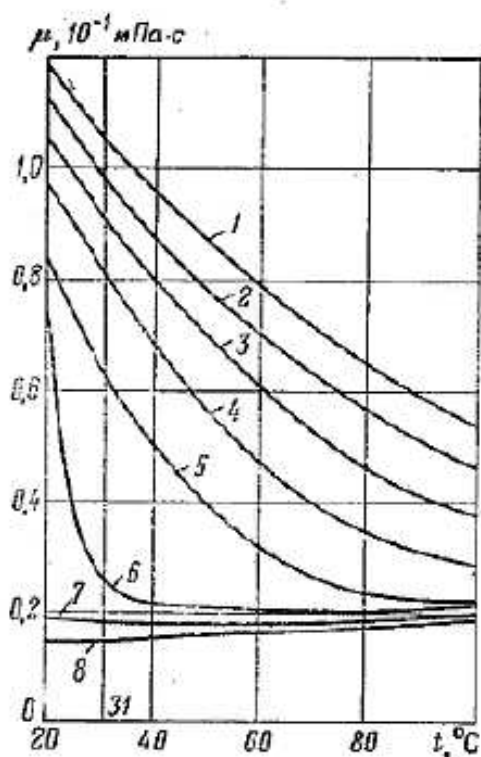


Рисунок 6 – Зависимость вязкости двуокси углерода от температуры при разных давлениях. Давление, Мпа: 1-30; 2-25; 3-20; 4-15; 5-10; 6-7; 7-5; 8-0,1.

С ростом давления растворимость  $\text{CO}_2$  в воде увеличивается (рисунок 7), но не превышает 0,06 молярных долей. Увеличение минерализации воды сопровождается уменьшением растворимости диоксида углерода. При увеличении концентрации окиси углерода в воде наблюдается увеличение ее вязкости (рисунок 8). Образующаяся при растворении  $\text{CO}_2$  угольная кислота снижает рН до 3,3-3,7, что способствует растворению карбонатных и ряда других минералов, тем самым повышая проницаемость коллектора. Кроме того, диоксид углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти удерживаемой поверхностными силами на зернах породы и значительно снижает вероятность разрыва водной пленки, тем самым давая возможность каплям нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаться в поровых каналах увеличивая таким образом фазовую проницаемость нефти [29].



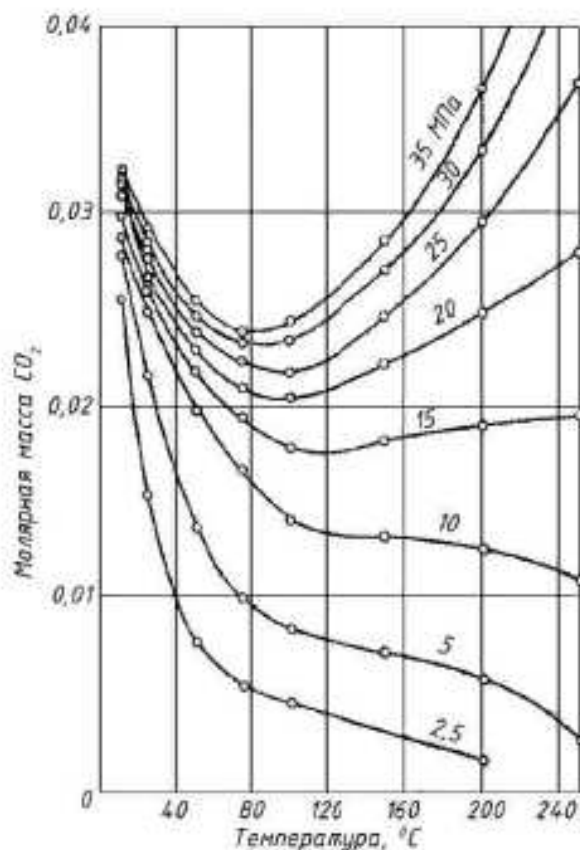


Рисунок 7 – Растворимость CO<sub>2</sub> в воде в зависимости от давления и температуры

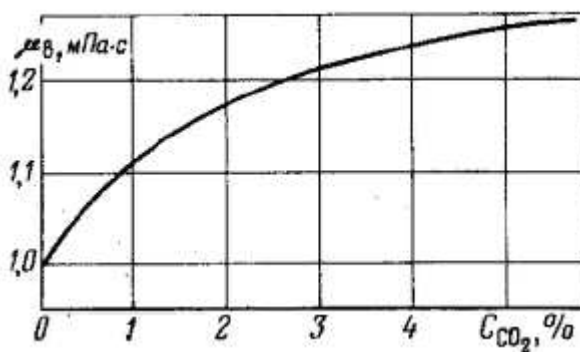


Рисунок 8 – Зависимость вязкости воды от концентрации двуокиси углерода C<sub>CO<sub>2</sub></sub>

Растворимость двуокиси углерода в нефти зависит от ее состава и молекулярной массы, а также от давления и температуры. С уменьшением молекулярной массы углеводородов растворимость в них CO<sub>2</sub> возрастает. В очень легкой нефти наблюдается полное смешивание при давлениях 5,6-7 Мпа, в тяжелой нефти двуокись углерода растворяется не полностью с образованием

осадка из смол, твердых парафинов и т.д [8]. Увеличение давления и уменьшение температуры также сопровождается увеличением растворимости  $\text{CO}_2$ .

На рисунке 9 представлена растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором равным 11,7, в зависимости от давления и температуры. Его значение уменьшается с ростом содержания нефти нафтеновых и ароматических углеводородов.

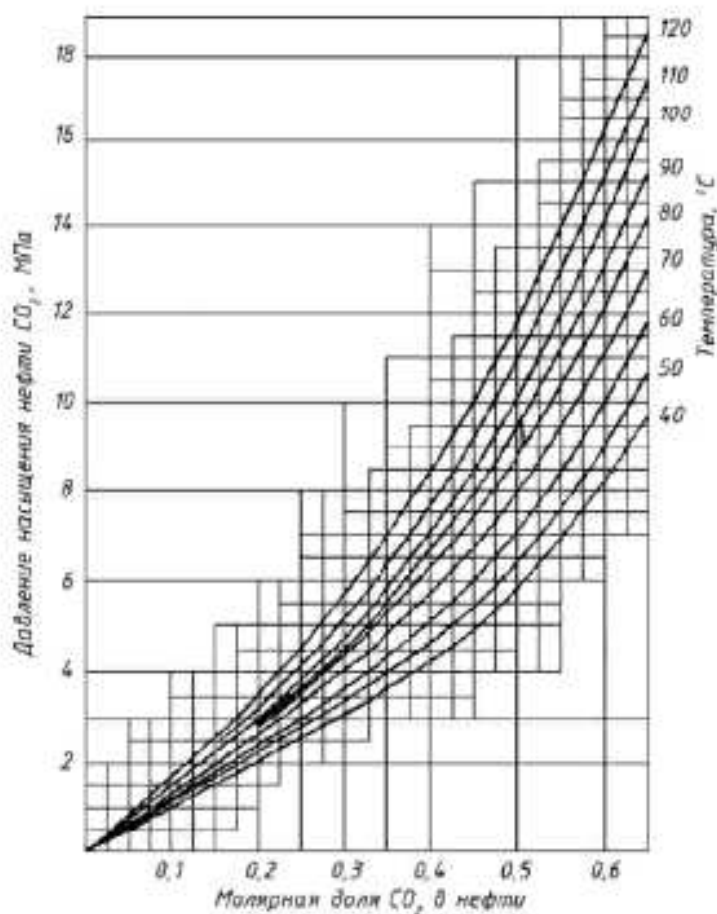


Рисунок 9 – Растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором  $\Phi = 11,7$  в зависимости от давления и температуры

По сравнению с водой, растворимость углекислого газа в нефти в 4-10 раз лучше. В связи с этим он может переходить из водного раствора в нефть в результате чего наблюдается эффект значительного снижения межфазного

натяжения между водной и нефтяной фазой и вытеснение приближается к смешивающему.

Углекислый газ способствует уменьшению вязкости (рисунок 10) и увеличению объема нефти. Необходимо отметить тот факт, что вязкость нефти снижается тем сильнее, чем выше ее начальное значение. Особенно сильное снижение отмечается в тяжелой нефти. Снижение вязкости в свою очередь повышает относительную проницаемость нефти и улучшает отношение подвижности вытесняющего и вытесняемого агентов, что положительно сказывается на коэффициенте извлечения нефти [16].

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

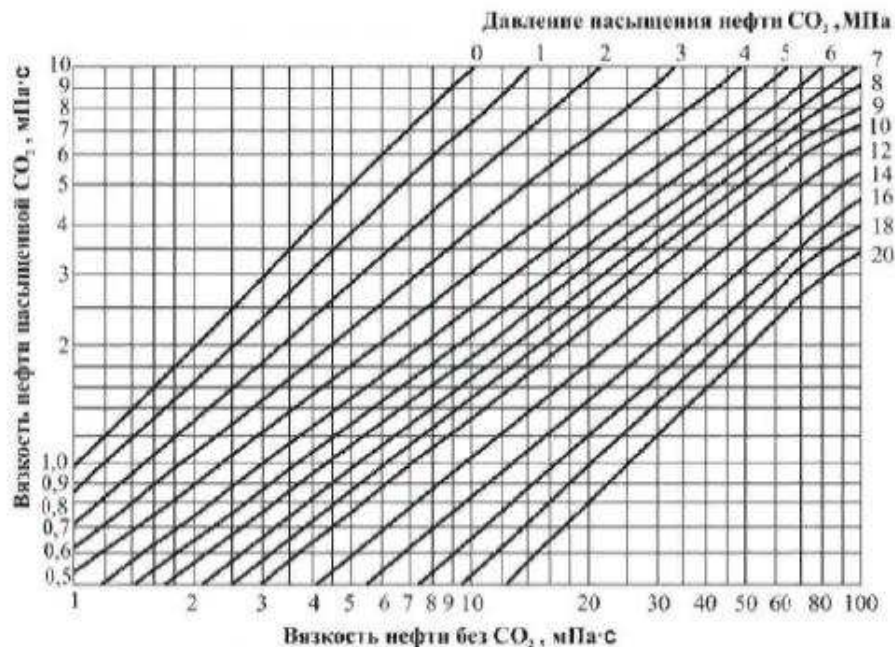


Рисунок 10 – Зависимость вязкости нефти от давления насыщения их двуокисью углерода

Важным явлением взаимодействия двуокиси углерода с нефтью является то, что при взаимодействии легкие компоненты последней растворяются в  $\text{CO}_2$ , то есть экстрагируются. Экстрагирование легких углеводородов тем интенсивнее, чем выше давление. Эмпирически установлено, что при наличии в нефти достаточного количества легких углеводородов и значений пластовых давлений и температуры равных критическим значениям образующихся в пористой среде смесей, то наблюдается полное смешивание нефти с двуокисью углерода. При снижении давления происходит разделение смеси на нефть-углекислый газ, начинается экстрагирование легких компонентов нефти, сопровождающееся утяжелением оставшейся нефти, уменьшением ее объема и увеличением плотности и вязкости. Таким образом, снижается подвижность нефти оставшейся за фронтом вытеснения  $\text{CO}_2$  [8, 23, 29].

Немаловажным фактором при растворении углекислого газа в нефти является снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть-газ, так как межфазное натяжение определяет капиллярные силы, регулирующие движение флюидов в пористых средах. Считается, что с повышением давления и уменьшением температуры межфазное натяжение ослабевает. Однако новые исследования показывают, что в случае температуры зависимость оказывается более сложной. Так при низких давлениях межфазное натяжение уменьшается с ростом температуры, а при высоких наоборот увеличивается. Это связано с тем, что при низких давлениях растворимость  $\text{CO}_2$  в нефти растет с повышением температуры, а при высоких давлениях с ростом температуры растворимость уменьшается. Кроме того, по данным ученых на значение межфазного натяжения нефть –  $\text{CO}_2$  влияет состав нефти, а именно содержание компонентов  $\text{C}_1$ . Другими словами, чем больше в нефти содержание  $\text{C}_2$ - $\text{C}_{10}$ , тем ниже межфазное натяжение. Обратная зависимость наблюдается при повышении содержания асфальтенов в нефти [38].

Растворение углекислого газа в воде и нефти сопровождается снижением температуры. Чем выше концентрация  $\text{CO}_2$ , тем сильнее наблюдается

проявление данного температурного эффекта. Этот фактор необходимо учитывать при больших объемах закачки, так как это может оказать значительное влияние на образование асфальто-смолисто-парафинистых отложений.

Диоксид углерода оказывает огромное влияние на скорость протекания коррозии. Установлено, что коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот. Это связано с тем, что присутствие  $\text{CO}_2$  приводит к увеличению выделения водорода на катоде [31].

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

#### **4.2 Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода**

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

Выделяют различные подходы к применению углекислого газа:

1. Закачка карбонизированной воды;
2. Непрерывное нагнетание  $\text{CO}_2$ ;
3. Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины;
4. Закачка оторочки  $\text{CO}_2$  с последующей закачкой воды;
5. Вытеснение нефти чередующейся закачкой  $\text{CO}_2$  и воды;
6. Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химических реагентов и  $\text{CO}_2$ ;

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

### 4.2.1 Заводнение карбонизированной водой

Является наиболее простым способом подачи углекислого газа в пласт и представляет собой нагнетание воды предельно ли частично (3-5 %) насыщенной  $\text{CO}_2$ . Научными исследованиями и последующей практикой установлено, что применение карбонизированной воды значительно увеличивает нефтеотдачу продуктивных пластов как с начала разработки нефтяного месторождения (на 10-15 %), так и для месторождений, на которых ранее уже применялось заводнение [17].

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

При закачке карбонизированной воды в пласт она находится в предпереходном (слабоустойчивом) фазовом состоянии. В таком состоянии карбонизированная вода обладает неравновесными вязкоупругими свойствами, а также повышенным расходом жидкости при ее фильтрации в пористой среде. При закачке такого агента в гидрофильные коллектора он теряет свои свойства и наблюдается снижение охвата залежи вытеснением, нефтеотдачи и приемистости нагнетательных скважин.

В связи с этим авторами патента [21] предлагается перед закачкой карбонизированной воды добавлять в нее 0,01-1 % катионного поверхностно-активного вещества. Это способствует гидрофобизации порового пространства,

в результате чего неравновесные вязкоупругие свойства сохраняются, и закачиваемая карбонизированная вода более равномерно поступает в высоко и низкопроницаемые пропластки. Кроме того, так как катионные ПАВ являются хорошими ингибиторами коррозии, их добавление снижает коррозии нефтепромыслового оборудования. Лабораторные исследования на модели двухслойного пласта с проницаемостью слоев 0,9 и 2,1 мкм<sup>2</sup> показал эффективность предполагаемого способа. Наибольший прирост коэффициента вытеснения наблюдался при концентрации ПАВ 0,1 % и составил 14 %. Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты лабораторных исследований влияния концентрации ПАВ на коэффициент вытеснения нефти

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

Основным преимуществом данного метода является относительно низкий расход углекислого газа (в 6-7 раз) при закачке в пласт по сравнению с другими вариациями его использования. Недостаток данной технологии заключается в том, что вытеснение нефти карбонизированной водой сопровождается значительным отставанием фронта концентрации двуокиси углерода в воде от фронта вытеснения, которое зависит от коэффициента распределения углекислого газа между нефтью и водой, концентрацией его в воде, а также от давления и температуры в пластовых условиях. Это обуславливает

значительное увеличение срока получения эффекта от применения технологии [13].

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

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

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

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

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



Данная технология применима для однородных коллекторов с низкой проницаемостью в условиях месторождений купольного типа или крутопадающих пластов, содержащих нефть вязкостью менее 15 мПа·с, при условии доступного источника двуокиси углерода [26].

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

Расширить область применения закачки CO<sub>2</sub> позволяет технология, разработанная и запатентованная компанией ПАО «Татнефть». Данный способ позволяет разрабатывать слабопроницаемые, неоднородные коллектора путем циклической закачки углекислого газа, разработка которых непрерывным нагнетанием является малоэффективной и нецелесообразной.

Хисамовым Р. Г. [22] был предложен метод заключающийся в подборе участка месторождения разброс в проницаемости, которого как по разрезу, так и по площади составляет от 0,001 мД до 2 мД. После некоторого периода эксплуатации рассматриваемого участка, когда пластовое давление в процессе разработки снизится до 50-80 % от начального, предлагается начать циклический режим закачки углекислого газа в нагнетательные скважины, заключающийся в постепенном увеличении и уменьшении давления нагнетания, с одновременным синхронным регулированием режимов работы добывающих скважин. Циклическая закачка осуществляется до тех пор, пока текущее пластовое давление не восстановится до начального давления или близкого к нему (0,9 – 1,1 от  $P_{нач}$ ), после чего закачка диоксида углерода прекращается, а добычу осуществляют при забойном давлении не менее давления насыщения нефти как углеводородным, так и углекислым газом (рисунок 11). По мнению авторов, это позволяет повысить как коэффициент охвата пласта, а также минимизировать риск прорыва газа к добывающим скважинам.

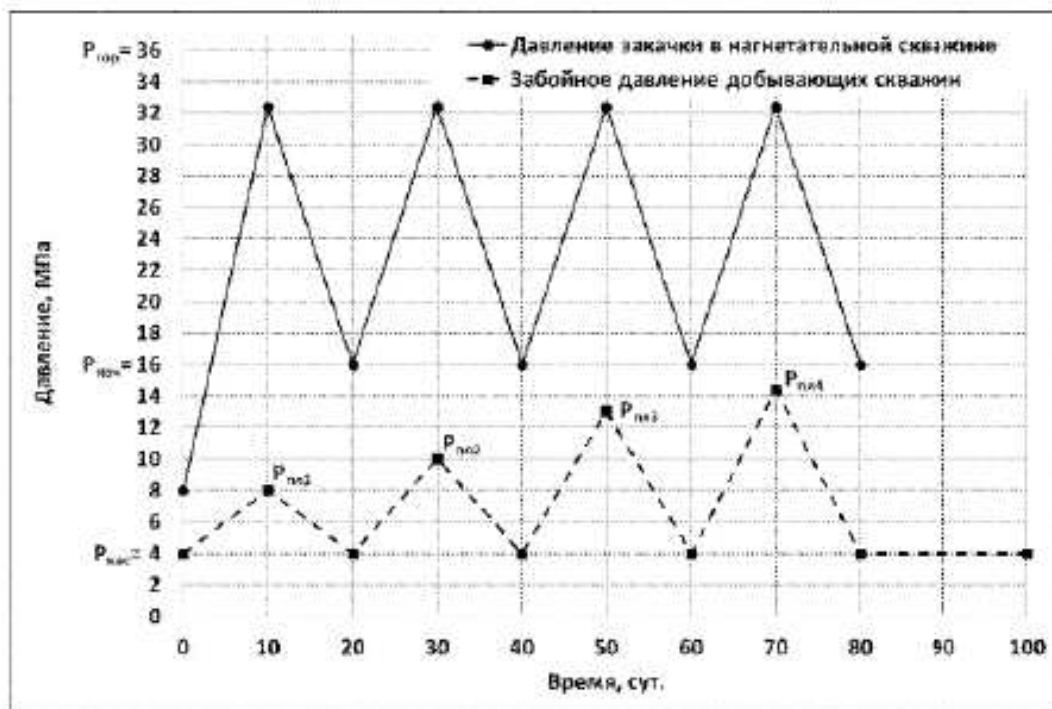


Рисунок 11 – График изменения давления закачки в нагнетательной скважине и забойных давлений в добывающих скважинах при циклической закачке диоксида углерода

#### 4.2.4 Закачка оторочки CO<sub>2</sub> с последующей закачкой воды

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

Область применения жидкого диоксида углерода ограничивается его критической температурой. Лабораторные эксперименты, в которых проводилась оценка эффективности использования CO<sub>2</sub>-содержащих составов-модель дымового газа (в % об.: CO<sub>2</sub> = 20, N<sub>2</sub> = 80), карбонизированная вода (6,3

% об.) и сжиженный углекислый газ (99,6 % об.), показали, что последний является наиболее эффективным рабочим агентом. Это связано с тем, что после внедрения углекислоты происходит интенсивный массообмен между компонентами потока, в результате чего пластовые жидкости быстро достигают равновесного насыщения углекислым газом и вытеснение приближается к смешивающему. При этом отмечается, что погребенная вода остается неподвижной во время продвижения оторочки  $\text{CO}_2$ . В дальнейшем вследствие разбухания и фильтрации погребенной воды нагнетаемой проталкивающей жидкостью, между оторочкой  $\text{CO}_2$  и проталкивающим агентом образуется своего рода барьер, который препятствует потере  $\text{CO}_2$  из оторочки на насыщение новых порций проталкивающего агента. Авторы исследований отмечают, что применение оторочек жидкого диоксида углерода позволяет значительно увеличить извлечение остаточной нефти из низкопродуктивных, высокообводненных или непредельнонасыщенных залежей [14].

Второй метод рассматриваемой технологии является более распространенным и представляет собой закачку оторочки газообразного углекислого газа. При продвижении ее водой диоксид углерода движется в виде объема свободного газа с четко выраженными границами, при этом основной его объем находится перед фронтом вытеснения и лишь незначительная часть остается вне фронта. По мере продвижения газовой оторочки углекислый газ расходуется на насыщение воды и нефти вследствие чего ее объем постепенно уменьшается. Как и в случае с жидким  $\text{CO}_2$  между оторочкой и проталкивающим агентом образуется барьер из карбонизированной воды предельно насыщенной двуокисью углерода. При вытеснении нефти данным методом выделяют следующие характерные зоны (рисунок 12):

1. Зона однофазного течения нефти в присутствии погребенной воды;
2. Зона совместного движения углекислого газа, нефти и воды с активным массообменом между фазами;

3. Зона движения нефтяного вала в присутствии погребенной воды и защемленного газа (массообмен углекислым газом между фазами происходит здесь в меньшей степени, чем в предыдущей зоне);

4. Зона фильтрации карбонизированной воды в присутствии остаточной нефти (малоподвижной и лишенной легких фракций) и остатков свободного газа (характеризуется состоянием равновесного насыщения  $\text{CO}_2$  в нефти и погребенной воде);

5. Зона продвижения нагнетаемой воды в присутствии остаточной нефти с активным перераспределением выделяющегося из нефти  $\text{CO}_2$  между обеими жидкостями;

6. Зона фильтрации закачиваемой воды в присутствии остаточной нефти и отсутствии углекислого газа.

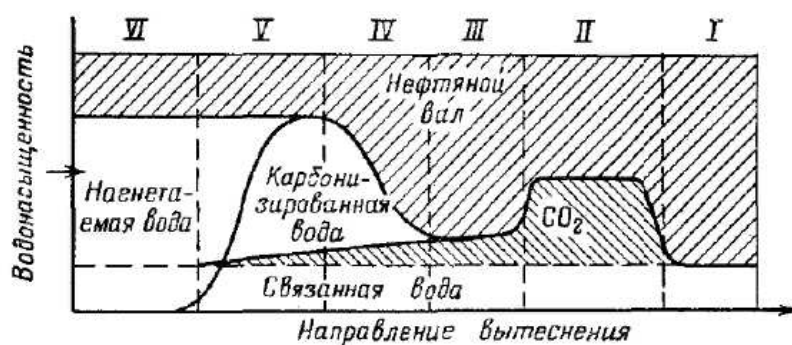


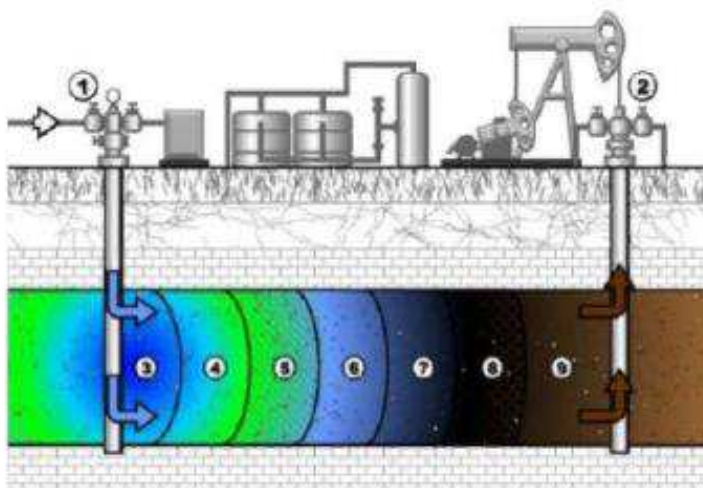
Рисунок 12 – Вытеснение нефти оторочкой газообразного диоксида углерода и распределение насыщенности воды, нефти и  $\text{CO}_2$  при неполной смесимости

В конечном счете по мере продвижения агента в пласте остаются только пятая и шестая зоны. В случае небольшой оторочки углекислого газа с течением времени вторая и третья зона могут исчезнуть. В результате этого вода обгоняет диоксид углерода и наблюдается вытеснение нефти карбонизированной водой. Отличительной особенностью применения  $\text{CO}_2$  от других растворителей или углеводородных газов является то, что даже небольшие оторочки углекислого газа обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи [29].

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

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

Нагнетая необходимый объем диоксида углерода небольшими порциями попеременно либо одновременно с водой (рисунок 13) можно получить более высокую эффективность вышерассмотренного метода. В таком случае продолжительность между циклами, в зависимости от плотности сетки скважин, может изменяться от нескольких часов до месяца или более. Основным фактором, влияющим на эффективность данного метода, является отношение размеров порций нагнетаемых агентов, то есть газовой и водной при чередующейся закачке.



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

Рисунок 13 – Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием

С уменьшением данного соотношения уменьшается вязкостная неустойчивость продвижения диоксида углерода, следовательно, уменьшается

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

Диапазон размеров оторочек зависит от смесимости диоксида углерода и нефти, вязкости нефти, степени однородности пласта и нефтенасыщенности. Главный критерий при подборе оптимального газовойодянного отношения – максимально возможное продление времени прорыва двуокиси углерода к добывающим скважинам. Таким образом оптимальное соотношение объемов диоксида углерода и воды должно обосновываться специальными исследованиями и расчетами исходя из реальных условий для каждого месторождения [14, 29].

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

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

Условия применимости водогазового воздействия для эффективной разработки нефтяных месторождений: глубина пласта – 1500-2000 м; тип коллектора – терригенный, карбонатный; пластовое давление – более 15-18 Мпа; проницаемость – 0,1-0,8 мкм<sup>2</sup>; толщина пласта – 15-20 м; пластовая

температура – более 50 °С; вязкость пластовой нефти – менее 10 мПа·с; содержание асфальто-смолистых веществ – до 10-15 % [32].

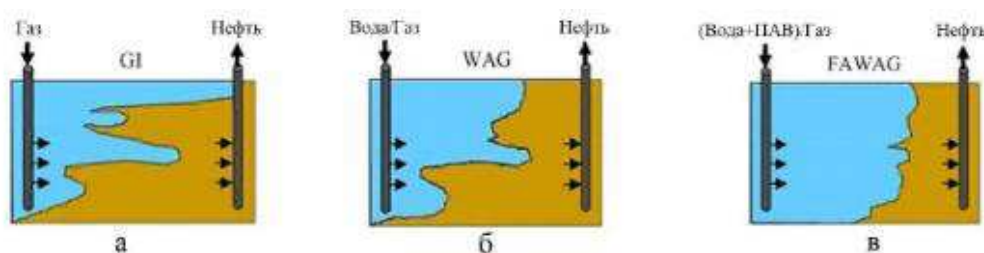
#### **4.2.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO<sub>2</sub>**

Основной проблемой при использовании CO<sub>2</sub> для повышения нефтеотдачи является преждевременный прорыв газа к забоям добывающих скважин. В целях снижения подвижности диоксида углерода и повышения охвата его воздействием возможно добавление различных химических агентов – пенообразующих ПАВ с целью образования стабильных пен, обладающих повышенными показателями вязкости и эффективности. Использование пены позволяет добиться лучшего вытеснения нефти по сравнению с заводнением или вышерассмотренными технологиями применения диоксида углерода. Данный эффект достигается благодаря тому, что применение пенообразующих веществ позволяет уменьшить гравитационное разделение флюидов и стабилизировать фронт вытеснения. Кроме того, пенообразующие растворы ПАВ в 10 раз сильнее снижают относительную проницаемость порового пространства по газу чем вода, что позволяет значительно снизить возможность прорыва углекислого газа и избирательно блокировать его в высокопроницаемых пропластках [37].

Образование пены в поровом пространстве происходит путем нагнетания пенообразователя (ПАВ) и углекислого газа. Выделяют как одновременную закачку компонентов (co-injection), в этом случае качество пены определяется долей CO<sub>2</sub> в смеси, так и поочередную (surfactant-alternating gas (SAG)) в которой качество пены зависит от пропорции компонентов CO<sub>2</sub> и ПАВ. На практике в большинстве случаев применяется поочередное нагнетание. Лабораторные исследования [34] показывают, что множественное SAG позволяет получить пену кажущая вязкость которой равна 120 мПа·с, что

практически в 2 раза больше чем при совместном нагнетании пенообразователя и диоксида углерода (56 мПа·с). Авторы работы отмечают, что дополнительное извлечение нефти при использовании пенообразующих ПАВ и CO<sub>2</sub> в среднем составило 30 %.

Применение комбинированной модели водогазового воздействия совместно с пенообразующими ПАВ (FAWAG) удается получить более устойчивый профиль вытеснения нефти без преждевременных прорывов и вязкостных языков (рисунок 14). Эксперименты с применением технологий вытеснение нефти с одновременной закачкой оторочек CO<sub>2</sub> и воды (SWAG) и FAWAG на керновой модели показали, что при использовании последней достигается более высокий показатель извлечения нефти, достигающий 92 % [35] (рисунок 15).



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

Рисунок 14 – Схема профиля вытеснения нефти при различных технологиях ПНО – CO<sub>2</sub>:

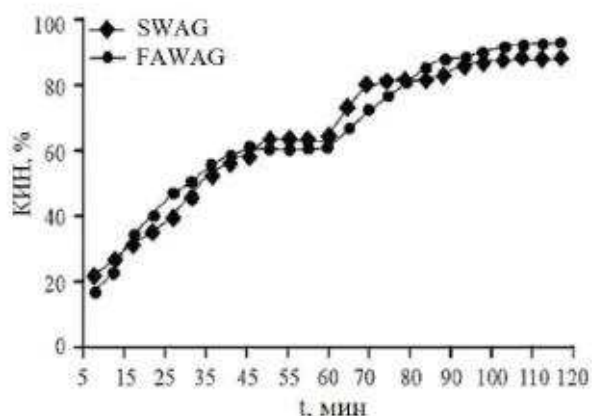


Рисунок 15 – Сравнение показателей извлечения нефти технологиями SWAG и FAWAG



Данные методы, основанные на применение пен, могут быть применены для добычи нефти из сильно неоднородных коллекторов с пропластками высокой проницаемости, а также разрезом, включающие водонасыщенные интервалы.

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

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

Данная технология позволяет существенно снизить капитальные затраты на реализацию технологии, так и не требует обустройства специальных нагнетательных скважин. Кроме того, данный метод позволяет реализовать доставку сжиженного диоксида углерода автомобильным транспортом, что является экономически более выгодным вариантом, чем строительство трубопровода, при условии, что имеется постоянное дорожное сообщение с месторождением, и его удаленность от источника диоксида углерода не превышает 300 км. Газоциклическая закачка  $\text{CO}_2$  также может рассматриваться как тестовый проект для проверки эффективности закачки углекислого газа в масштабах месторождения [3, 6].

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

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

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

Результаты исследования влияния термобарических условий на вытеснение нефти [30] показали, что закачка диоксида углерода в сверхкритическом состоянии (давление нагнетания более 7,38 МПа) приводит к 1,5-2-кратному повышению КИН по сравнению с обычным СО<sub>2</sub>. Авторы работы связывают увеличение КИН с значительным снижением кинематической вязкости СО<sub>2</sub> при переходе его в сверхкритическое состояние, а также повышением растворимости газа в углеводороде, что позволяет

выровнять фронт вытеснения нефти и уменьшить образование вязкостных языков. Таким образом СКФ-СО<sub>2</sub> может применяться не только в газоциклической закачке в добывающие скважины, но и во всех методах, связанных с использованием СО<sub>2</sub> как вытесняющего агента.

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

### **4.3 Оценка применимости метода на Арланском месторождении**

Арланское месторождение в настоящее время вступило в завершающую стадию разработки. Из анализа фонда скважин Арланского месторождения следует, что значительное число скважин находится в бездействии так как большинство остаточных запасов, являются трудноизвлекаемыми. На сегодня геолого промысловая информация свидетельствует, что применение известных технологий методов увеличения нефтеотдачи достигла своего максимума.

Основными факторами осложняющим добычу нефти на Арланском месторождении являются многопластовость, сложность строения продуктивных пластов, изменчивость коллекторских свойств, повышенная вязкость, извлечение из пластов огромного количества попутной воды, что приводит к удлинению сроков разработки и к более низкой нефтеотдаче.

Вследствие этого требуются методы, обеспечивающие коэффициент извлечения нефти на уровне вытеснения. Это позволяет рассматривать Арланское месторождение как перспективный объект для применения технологии вытеснения нефти раствором двуокиси углерода.

По данным БашНИПИнефть первый эксперимент по нагнетанию двуокиси углерода в нефтяной пласт в нашей стране был проведен на Александровской площади Туймазинского месторождения в 1970-1980 годах,

подтвердивший высокую нефтевытесняющую способность. За счет закачки в пласт  $\text{CO}_2$ , по оценке БашНИПИнефть, дополнительно добыто 27,3 тыс. тонн нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6 % от его начальных запасов по сравнению с закачкой воды. На тонну закаченного  $\text{CO}_2$  дополнительно добыто 5,8 тонн нефти. Такой эффект заметно выше. Полигонные испытания доказали возможность технического обеспечения процесса нагнетания и перекачки жидкой двуокиси углерода в промышленных условиях [33].

В таблице 4.2 представлена оценка применимости метода закачки двуокиси углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи на Арланском месторождении. Из этого можно сделать вывод, что выбранный объект для закачки соответствует требованиям.

Таблица 4.2 – Оценка применимости метода на Арланском месторождении

Показатели	Требование	Выбранный объект	Соответствие
Вязкость, мПа·с	1-1000	15,4-20	ДА
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	834,8-916	869-887	ДА
Пористость, %	10-35	19-23	ДА
Глубина, м	500-3900	500-1200	ДА
Толщина, м	2,5-20	2,5-5	ДА
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,002-0,2	0,18-0,784	НЕТ, фактическая проницаемость выше
Нефтенасыщенность, %	>40	88	ДА
Пластовая температура, °С	10-120	47	ДА
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>Объект соответствует требованиям</b>		

В докладе [15] выполнено прогнозирование доразработки Арланского месторождения с реализацией  $\text{CO}_2$ -воздействия. Коэффициент вытеснения нефти водой из ТТНК, по лабораторным данным, равен в среднем 0,66.

Ожидаемый КИН по ТТНК составлял 0,478. При реализации CO<sub>2</sub>-воздействия КИН должен повыситься до значения коэффициента вытеснения – 0,66. Разница в значениях КИН составляет 0,181. От начальных суммарных геологических запасов ТТНК указанная разница выражается цифрой 195,9 млн тонн нефти, то есть возможно получить около 200 млн тонн дополнительной нефти, что равноценно запасам нового крупного нефтяного месторождения (нужно также иметь в виду, что коэффициент вытеснения нефти жидкой двуокисью углерода выше, чем при вытеснении водой). В современных ценах стоимость 195,9 млн тонн нефти составляет 94,7 млрд долл. США. Экономика внедрения CO<sub>2</sub>-воздействия определяется стоимостью обустройства месторождения для реализации данной технологии, включая бурение новых скважин соответствующей конструкции и ликвидацию старого фонда. Даже если перебурить около 9 тысяч скважин, на это потребуется примерно 9 млрд долл. При стоимости 1 скважины на ТТНК в пределах 1 млн долл. Примерно 4,5 млрд долл. Потребуется на ликвидацию старых скважин. Всего на преобразование фонда скважин в рассмотренном предельном случае потребуется 13,5 млрд долл. На остальное обустройство и другие расходы остается 81 млрд долл., что с очевидностью свидетельствует от окупаемости проекта.

Приведенные расчеты подтверждают рентабельность проекта, а главное – гарантируют новую «жизнь» месторождению еще на 40 лет со среднегодовой добычей почти 5 млн тонн (современная добыча из Арланского месторождения составляет около 4 млн тонн нефти в год).

Из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов использование двуокиси углерода является наиболее универсальным и перспективным. Важным преимуществом этого метода является возможность его применения в заводненных пластах и относительно простая его реализация.

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

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

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

В Западной Сибири в нефтяных попутных газах, как правило концентрация диоксида углерода не превышает 1 %, однако в отдельных случаях наблюдаются скопления со значительным содержанием углекислого газа. Так содержание CO<sub>2</sub> на Веселовском месторождении достигает 85 %, на Межовском – 97 %, а на Самутнельском – 76,7 % [12]. Тем не менее такие проявления углекислого газа носят локальный характер в связи с чем их прогнозирование и оценка сопряжены с большими трудностями.

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

Среди разведанных газовых залежей в Башкортастане имеется Моталинское месторождение с содержанием  $\text{CO}_2$  в газе 43,7 %.

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

- электростанции;
- цементные заводы;
- нефте- и газоперерабатывающие заводы;
- предприятия черной металлургии;
- предприятия химического производства (производство аммиака, этанола, этилена и т.д.)

При этом наибольшее количество выбросов  $\text{CO}_2$  осуществляется энергетическим сектором, включающим в себя производство энергии и тепла (ТЭЦ, ГРЭС), нефте- и газопереработку, производство твердых топлив и другие виды энергетической промышленности.

Авторами работ [28, 36] была проведена оценка перспективности регионов России с точки зрения применения методов увеличения нефтеотдачи диоксидом углерода (ПНО- $\text{CO}_2$ ). Результатами работы стал анализ порядка 183 источников эмиссии  $\text{CO}_2$  (ТЭЦ и ГРЭС) по результатам, которых составлена карта перспективности регионов РФ как для целей улавливания  $\text{CO}_2$  (рисунок 16).

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

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



Рисунок 16 – Карта перспективных регионов РФ для целей использования улавливания CO<sub>2</sub>

Из данной карты можно сделать вывод, что Республика Башкортостан, на территории которой находится рассматриваемое Арланское месторождение, относится к крайне перспективным регионам для использования улавливания CO<sub>2</sub> и, следовательно, для применения метода закачки двуокси углерода с целью повышения нефтеотдачи.

В регионе изысканы промышленные источники получения крупнотоннажных количеств диоксида углерода. По данным Центра химической механики нефти Академии наук Республики Башкортостан (по состоянию на 2018 год) к таким источникам относятся: Уфимский НПЗ с ресурсами CO<sub>2</sub> 199 тыс. тонн в год; Ново-Уфимский НПЗ – 627 тыс. тонн в год; ОАО «Уфаоргсинтез» - 627 тыс. тонн в год; «Салаватнефтеоргсинтез» - 511 тыс. тонн в год; Мелеузовский химзавод – 397 тыс. тонн в год; Салаватский



химзавод – 226 тыс. тонн в год; Кармановская ГРЭС – 8200 тыс. тонн в год; всего 10787 тыс. тонн в год.

Кармановская ГРЭС находится в непосредственной близости от Арланского месторождения, что служит чрезвычайно положительным фактором при проектировании  $\text{CO}_2$ -воздействия на этом месторождении. В 2006 году по договоренности с компанией «Башнефть» компания «Шлюмберже» выполнила следующее исследование. Из представленных компанией «Башнефть» месторождений-кандидатов для  $\text{CO}_2$ -воздействия были отобраны несколько месторождений, на которых данное воздействие, по расчетам, могло быть рентабельным. В числе рентабельных была Николо-Березовская площадь Арланского месторождения (другие площади Арланского месторождения для расчетов не предлагались, исходя из того, что Николо-Березовская площадь обладает по основному объекту разработки ТТНК наименьшими ФЕС; по логике считалось, что если эта площадь окажется рентабельной, то остальные – тем более). Расчеты выполнялись для технологии чередующейся закачки оторочек  $\text{CO}_2$  и воды при цене нефти 60 долл. за баррель.

Таким образом исходя из полученной карты можно сделать вывод, что наиболее подходящие месторождения для применения диоксида углерода в качестве агента для повышения нефтеотдачи приурочены к Волго-Уральской, Тимано-Печерской и Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Однако необходимо учитывать тот факт, что в качестве геолого-промысловых критериев авторами работ были приняты ограничения в том числе по вязкости – менее 15 мПа·с и проницаемости – высокопроницаемые участки считаются неблагоприятными. Это обусловлено тем фактом, что в качестве методов ПНО- $\text{CO}_2$  рассматривались только наиболее распространенные технологии такие как заводнение карбонизированной водой и водогазовое воздействие, включающее в себя закачку оторочки  $\text{CO}_2$  с последующей закачкой воды или вытеснение нефти чередующимися оторочками  $\text{CO}_2$  и воды, в результате чего некоторые месторождения были отбракованы уже на первой стадии рассмотрения.

Использование более широкого спектра технологий таких как Huff-N-Puff process, применение  $\text{CO}_2$  с пенообразующими ПАВ и др. позволят рассматривать часть таких месторождений как отвечающие физико-геологическим критериям. Кроме того, применение технологии газоциклической закачки диоксида углерода в некоторых случаях может снизить транспортные затраты, что также является важным критерием при оценке перспективности и рентабельности ПНО- $\text{CO}_2$ .

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

При всех очевидных преимуществах ПНО- $\text{CO}_2$  имеет ряд недостатков. Использование углекислого газа с водой, в свою очередь, может повлечь за собой одно из самых существенных осложнений, которое может произойти при использовании  $\text{CO}_2$  – коррозию. Подавляющее большинство авторов отмечают основным недостатком применения диоксида углерода коррозию оборудования нагнетательных и добывающих скважин. Тем не менее считается, что коррозия оборудования является не столь опасной при применении ингибиторов и присадок. Возможность осложнений, вызванных коррозией при использовании и транспортировке  $\text{CO}_2$  ставит необходимость в применении более дорогого коррозионностойкого оборудования и ингибиторов коррозии. Кроме того, из-за повышенной проникающей способности углекислоты необходимо применение специализированной фонтанной арматуры и повышенный контроль за уплотнительными элементами скважины и околоскважинного оборудования.

При рассмотрении физико-химических свойств углекислого газа отмечалось, что растворение  $\text{CO}_2$  сопровождается понижением температуры. Этот температурный эффект может повлиять на образование асфальтеносмолопарафиновых отложений. В связи с этим рекомендуется проводить лабораторные исследования с целью подбора ингибиторов

выпадения АСПО и рекомендаций по термобарическим условиям эксплуатации скважин. При этом не стоит забывать, что диоксид углерода в присутствии свободной воды может образовывать кристаллогидраты, это необходимо учитывать при закачке и транспортировке углекислого газа по трубопроводам.

К недостаткам применения углекислого газа можно отнести и то, что при неполной смесимости с нефтью, диоксид углерода экстрагирует из последней лёгкие компоненты тем самым утяжеляя оставшуюся нефть в пласте. Подобный эффект может наблюдаться и за фронтом вытеснения нефти оторочкой диоксида углерода в следствие падения давления. Последующее извлечение оставшейся после экстрагированной нефти будет связано с повышенными трудностями, так как она малоподвижна. Помимо этого, частичное извлечение компонентов нефти из порового пространства отражается и на КИН. Тем не менее мировой опыт показывает, что извлечение нефти при несмешивающимся вытеснении представляет интерес и может быть экономически целесообразным. Согласно опубликованным данным [39] с 1968 по 2017 год в мире насчитывался 41 проект несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода. Прирост добычи нефти при этом варьируется от 4,7 % до 12,5 %.

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

## **5 Безопасность и экологичность**

Все технологические процессы нефтяной промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) при соответствующих условиях могут нарушать естественную экологическую обстановку. Нефть, углеводороды нефти, нефтяной и буровой шламы, сточные воды, содержащие различные химические соединения, способны опасно воздействовать на окружающую среду и человека.

### **5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе. Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов костей) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

При производственной деятельности подразделений НГДУ "Арланнефть" возможны возникновения следующих негативных факторов:

#### **1. Физические негативные факторы:**

- ударные, сейсмические волны и осколочные поля (возможны при сильных взрывах скопившегося газа, легких фракций нефти);
- электрический ток, электрические и магнитные поля и электромагнитные излучения;
- виброакустические факторы (шум, вибрация, инфразвуковые и ультразвуковые колебания);
- движущиеся машины, механизмы, части оборудования, заготовки, материалы и изделия; обрушивающиеся конструкции и горные породы;

- запыленность и загазованность воздуха, повышенная или пониженная аэроионизация воздуха;
- повышенная или пониженная температура и влажность почвы, воздуха, поверхностей оборудования и материалов;
- недостаточная освещенность естественным или искусственным светом и повышенная яркость или контрастность, блескость света;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента, оборудования, заготовок;
- высота, падающие предметы и т.д.

2. Химические негативные факторы - это действие вредных веществ на организм человека через его органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки. Вредным веществом принято называть вещество, которое при действии на организм человека может привести к смерти, травме, вызвать профессиональное заболевание или временное нарушение здоровья.

Химические негативные факторы могут возникать при:

- порывах газопроводов и нефтепроводов; выбросах газа на устьях скважин и из дыхательных клапанов резервуаров;
- сбросах сточной воды и различных ингибиторов.

3. Психофизиологические негативные факторы делятся на физические и нервно-психические перегрузки человеческого организма. Физические перегрузки носят статический и динамический характер.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на четыре вида:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов центральной нервной системы;
- монотонность труда и эмоциональные перегрузки.

Кроме антропогенных могут возникнуть еще и естественные негативные факторы. В условиях засушливого лета возможно возникновение лесных и пожаров, но такие случаи не влияют на работу предприятия и происходят

крайне редко. В период весеннего таяния снегов и половодья рек возможно подтопление части технологических площадок нефтяных промыслов.

по основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда [27].

К возможным аварийным ситуациям, которые могут возникнуть при проведении работ на нефтяных и газовых месторождениях относятся выброс попутного или газлифтного газа, разливы нефти, отказ трубопровода подачи хим. реагента, разгерметизация емкости для хранения хим. реагента, разгерметизация запорной арматуры, пожар в производственном помещении. Все эти аварии несут за собой опасные последствия, такие как отравление сотрудников предприятия, опасность возникновения пожара, загрязнение окружающей среды и биосферы.

## **5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Район месторождения расположен в лесостепной полосе. Климат района умеренно – континентальный. Максимальная температура воздуха до плюс 36 °С приходится на июль, минимальная минус 45 °С – на январь и февраль. Доминирующие ветры – юго-восточные. Годовое количество осадков достигает 492 мм.

Показатели микроклимата на Арланском месторождении соответствуют категории II [8].

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С.

### 5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. 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.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup> [29].

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup> [29].

Нормы освещенности рабочей площадки представлены в таблице 5.2 [9].

Таблица 5.2 – Нормы освещенности на кустовых площадках

Рабочее место	Разряд и подразряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампы накаливания, (лк)	Газоразрядной лампы, (лк)
Рабочая площадка	VIII а	30	75

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3. – Характеристики условий труда

Характеристики	Классификация характеристик в производственных помещениях
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	15/15
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	85/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света (например, тип ДЛР, ДРИ). В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор ДНГ и ППД имеют средства индивидуальной защиты (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т. д.).

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие



обеспечиваются противогазами. Для исключения опасности попадания инородных тел.

#### 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. В таблице 5.4 представлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Таблица 5.4 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчете на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метан	7000	4
Метанол*	5	3
Метилбензол (толуол)	50	3
Ацетон	200	4
Увйт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
*Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки		

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.

Одиночно установленное оборудование имеет самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

## **5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, промасленная ветошь и др.

В качестве огнегасящих средств на предприятии используется вода, химическая и воздушно-механическая пены, песок и другие материалы. Объекты добычи, сепарации и транспортирования нефти и газа обеспечиваются углекислотными огнетушителями и набором простейшего противопожарного инвентаря.

Наружное пожаротушение в НГДУ осуществляется от кольцевой водопроводной сети 159,0 мм через пожарные гидранты. Необходимый напор и расход воды в сети создаются стационарными насосами, установленными в насосной станции.

Во всех технологических цехах НГДУ "Арланнефть" установлены датчики системы пожарной сигнализации и датчики системы сигнализации о наличии в воздухе опасного количества паров газа, метанола и других легковоспламеняющихся жидкостей, которая автоматически включает вытяжные вентиляторы и выдает световой и звуковой сигналы пульту оперативного дежурного.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, находятся во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ.

В таблице 5.5 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [25].

Таблица 5.5 – 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 <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы	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 находятся первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 0,5 \text{ м}^3$  – 4 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;

- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт [25].

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

## 5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. Реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	розлив хим. реагента в помещении УДХ загазованность помещения отравление парами хим. реагента, облив хим. реагентом
Пожар в производственном помещении	выброс газа и розлив нефти в помещении поражение людей продуктами сгорания загазованность территории и помещения розлив хим. реагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	выброс газа и розлив нефти в окружающую среду загазованность территории отравление газом, облив нефтью
Разливы нефти	нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; розлив хим. реагента на территории кустовой площадки; отравление газом, отравление парами хим. реагента облив хим. реагентом, нефтью

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.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования агрегатов.

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 дает указания о переходе на нормальный режим работы.

## **5.7 Экологичность проекта**

При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ: вышкомонтажные работы; подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин; освоение скважин. При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле; углеводородов от

технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы); продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт).

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

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

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

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

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

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

Выполнение требования мер безопасности при выполнении работ позволит избежать воздействие вредных и опасных факторов или значительно уменьшить их влияние на здоровье человека, а также минимизировать вред окружающей среде.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время Арланское месторождение находится на завершающей стадии разработки, обводненность составляет 94,8 %, текущий КИН 38,5 %, большинство остаточных запасов являются трудноизвлекаемыми.

В данной ситуации важнейшей задачей является повышение конечной нефтеотдачи пластов, за счет активного применения методов увеличения нефтеотдачи.

Из проведенной предварительной оценки применимости закачки углекислого газа в продуктивные пласты Арланского месторождения можно сделать следующие выводы.

Перспективы применения двуокиси углерода на Арланском нефтяном месторождении для увеличения нефтеотдачи пластов достаточно широкие. Так, расчеты по Е. В. Лозину показали, что при реализации  $\text{CO}_2$  воздействия на рассматриваемом месторождении можно получить не менее 200 млн. тонн дополнительной нефти. Проект при этом экономически рентабелен.

Потенциал Арланского месторождения, по мнению специалистов, далеко не исчерпан и может быть повышен за счет более эффективных решений по оптимизации процессов извлечения нефти.

Из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов, использование двуокиси углерода является наиболее универсальным и перспективным. Важным преимуществом метода является возможность применения его в заводненных пластах и относительно простой реализации.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

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

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ММР – minimum miscibility pressure (минимальное давление смешиваемости);

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

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

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

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

СКФ – состояние сверхкритического флюида;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

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

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Антониади, Д. Г. Методы повышения нефтеотдачи пластов: методические указания по изучению дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и бакалавров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело»: Изд. / Д. Г. Антониади, О. В. Савенок, Н. А. Шостак. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2011. – 75 с.

2 Ардашева, Т.С. Региональные и детализированные сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ) на Арланском участке в пределах Краснокамского и Калтасинского районов Башкортостана : науч. изд. / Т. С. Ардашева. - Уфа: ОАО «Башнефтегеофизика», 2000.

3 Афанасьев, С. В. "Зеленые" технологии в нефтегазодобыче: журнал / С. В. Афанасьев //Инновации и " зеленые" технологии. – 2018. – С. 99-107.

4 Баймухаметов, К.С. Месторождения нефти и газа, Паспорт №86. - Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 2001.

5 Баймухаметов, К. С. Геологическое строение и разработка нефтяных месторождений Башкортостана. / К. С. Баймухаметов, П. Ф. Викторов, К. Х. Гайнуллин, А. Ш. Сыртланов. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 498 с.

6 Волков В. А. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи нефти / В. А. Волков //Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – 2017. – С. 31.

7 Геологический отчет НГДУ «Арланнефть» за 2011 год: отчет / НГДУ «Арланнефть»: - пос. Редькино, - 2011. - 74 с.

8 Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник./ Ш. К. Гиматудинов. – Москва: изд. Недра, 2005. – 312 с.

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

10 Давлетов, М.И. Исследование процессов протекания аварий трубопроводного транспорта в условиях геодинамических надвигов и сдвигов земных блоков / М. И. Давлетов // Энергоэффективность. Проблемы и решения: V Российский энергетический форум. - Уфа, 2006.

11 Дудоров, В. Е. Безопасность жизнедеятельности на нефтегазоносных месторождениях [Электронный ресурс] / Дудоров В. Е., Архипов А. Д. // Новая наука: история становления, современное состояние, перспективы развития : сб. ст. по итогам Междунар. науч.-практ. конф., 13 дек. 2018 г., Стерлитамак / отв. ред. Сукиасян А. А. - Электрон. дан. - Уфа : Агентство междунар. исслед., 2018. - Ч. 1. - С. 23-25. . - 3 с. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36595514>

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

13 Калинин, С. А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта / С. А. Калинин, О. А. Морозюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – №. 4. – С. 373-387.

14 Климов Д. С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO<sub>2</sub> в фильтрационных и обменных процессах: дис. ... канд. тех. наук.: 12.00.67. Москва. 2015г.

15 Лозин, Е. В. Основные принципы разработки и перспективы доразработки крупных нефтяных месторождений Башкортостана. / Е. В. Лозин // ГЕОРЕСУРСЫ. - 2012. – С. 7

16 Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube. дис. ... канд. тех. наук: 13.00.48. Москва. 2016г.

17 Махмудбеков, Э. А. Интенсификация добычи нефти и газа / Э.А. Махмудбеков, А. И. Вольнов // М.: ВНИИОЭНГ. – 2001. – С. 24-26

18 Назарова, Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебное пособие. М., ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 75 с.

19 Озолин, Б.В. Гидрогеология Арланской площади Арланского месторождения / Б. В. Озолин, Н. П. Чертков. УФНИИ, 1965. – 86 с.

20 Отчёт НГДУ «Арланнефть» на тему «Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи в 2018 году». – Уфа, 2018. – 45 с.

21 Пат. 97109101/03 Российская Федерация, Способ разработки нефтяной залежи/ Шахвердиев А.Х., Панахаев Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р. 16.06.1997. // Патент России 2119580

22 Пат. 2016145334 Российская Федерация, Способ разработки плотных нефтяных коллекторов циклической закачкой углекислого газа / Хисамов Р.Г., Ахметгареев В.В., Подавалов В.Б. Патент России 2630318 Бюл. № 25 / 21.11.2016.

23 Проселков, Е.Б. Физика пласта: учеб. пособие /Кубан. гос. технол. ун-т. - Краснодар: Изд. КубГТУ, 2011.- 169 с.

24 РД 39-022-90. Временная инструкции по охране окружающей среды в процессе строительства скважин на территории РБ. – Уфа.: ПО «Башнефть», 1990. - 25 с.

25 РД 08 - 200 – 98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». - Москва, 2006. – 73 с.

26 Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие /Л. М. Рузин, О. А. Морозюк //Ухта: УГТУ. – 2014. – 193 с.

27 Саттаров, М.М. Генеральная схема разработки Арланского нефтяного месторождения. / М. М. Саттаров. Уфа: УФНИИ, 1965.

28 Сидорова, К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи. дис. ... канд. эконом. наук. СПб.: НМСУ Горный. – 2016.

29 Сургучев, М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов./ М. Г. Сургучев. — М., Недра, 1985г. - 308 с.

30 Филенко, Д. Г. Исследование влияния термобарических условий на вытеснение нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии/ Д. Г. Филенко //Вести газовой науки. – 2012. – №. 3 (11). – С. 13-17.

31 Чухарева, Н. В. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции / Н. В. Чухарева, Р. Н. Абрамова, Л. М. Болсуновская //Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2009. – 74 с.

32 Шайнуров, Д. Ф. Критерии применимости водогазового воздействия / Д. Ф. Шайнуров //Форум молодых ученых. – 2019. – №. 12. – С. 998-1001.

33 Шамсияхметова, Г. И. Технология вытеснения нефти раствором двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>) на Арланском нефтяном месторождении / Г. И. Шамсияхметова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 24 (104). — С. 303-306.

34 Alcorn Z. P. et al. Core-scale sensitivity study of CO<sub>2</sub> foam injection strategies for mobility control, enhanced oil recovery, and CO<sub>2</sub> storage //E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2020. – Т. 146. – С. 02002.

35 Afzali S., Rezaei N., Zendehboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection //Fuel. – 2018. – Т. 227. – С. 218-246.

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

37 Meyer J. P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>EOR) injection well technology //American Petroleum Institute, Washington, DC. – 2007.

38 Wang X. et al. Effect of Contact Time and Gas Component on Interfacial Tension of CO<sub>2</sub>/Crude Oil System by Pendant Drop Method //Journal of Spectroscopy. – 2015. – T. 2015.

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

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ

Н.Г. Квеско Н.Г. Квеско  
« 21 » 06 20 21 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Увеличение нефтеотдачи на Арланском месторождении (Башкирия)

Руководитель Е.Л. Морозова доцент, канд. техн. наук Е.Л. Морозова  
подпись, дата

Выпускник Е.А. Терских Е.А. Терских  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность С.Н. Масаев С.Н. Масаев  
подпись, дата

Нормоконтролер С.В. Коржова С.В. Коржова  
подпись, дата