

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и инженерной экологии

(наименование института полностью)

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

(наименование кафедры)

18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической
технологии, нефтехимии и биотехнологии

(код и наименование направления подготовки, специальности)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка шашек для вытеснения водных растворов из
нефтедобывающих скважин

Студент

О.А. Маркова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Ю.Н. Шевченко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

С.В. Афанасьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Н.В. Яценко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой к.п.н., доцент М.В. Кравцова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 2018г.

Тольятти 2018

Перечень принятых сокращений

ПАВ – поверхностно-активные вещества

АПАВ – анионактивные поверхностно-активные вещества

НПАВ – неионогенные поверхностно-активные вещества

КНКТ – колонна насосно - компрессорных труб

НКТ – насосно- компрессорные трубы

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ГВК – газовой контакт

КЛТ – колонна лифтовых

ТП – твёрдый пенообразователь

КПД – коэффициент полезного действия

Аннотация

Бакалаврскую работу выполнила: Маркова О.А.

Тема бакалаврской работы: Разработка шашек для вытеснения водных растворов из нефтедобывающих скважин

Научный руководитель: Шевченко Ю.Н.

Цель работы: Увеличение производительности нефтедобывающих скважин в заводнённых условиях, за счёт создания твёрдого пенообразователя на базе поверхностно-активного и неорганических веществ, сосредоточенной на удалении воды из ствола скважин.

Во введении обосновывается значимость темы исследования, формулируется цель и задачи выбранной темы.

В первой части проводится теоретический анализ существующих методов повышения нефтеотдачи, позволяющие увеличить эффективность разработки месторождений, выявлены преимущества и недостатки каждого из методов.

Во второй части был проведён и проанализирован патентный поиск по теме исследования.

В третьей части описывается разработка состава твёрдого пенообразователя, а также приведены серии экспериментов по данной разработке.

Заключение содержит основные выводы по исследуемой теме.

Работа состоит из введения, 3 разделов, заключения и списка литературы из 56 источников. Общий объём работы составляет 41 страницы, в том числе 6 таблиц, 8 рисунков.

Abstrakt

Targeted work: Increase the productivity of oil production in the oil industry, by creating a solid foam on the basis of surface active and inorganic substances, focused on removing water from the wellbore.

In the introduction, the significance of the research topic is substantiated, the goal and tasks of the selected topic are formulated.

First of all, a theoretical analysis of all the technologies for increasing oil recovery, allowing to improve the efficiency of field development, the identified advantages and disadvantages of each method.

In the second part, a patent search on the research topic was conducted and analyzed.

The third part describes the development of the composition of a solid foaming agent, as well as the series of experiments on this project.

The conclusion contains the main conclusions on the topic under study.

The work consists of an introduction, 3 chapters, conclusion and a list of literature from 56 sources. The total amount of work is 42 pages, including 6 tables, 8 drawings.

Содержание

Введение	6
1 Теоретический обзор по методам добычи нефти	8
1.1 Механическая добыча нефти	8
1.2 Способы повышения нефтеотдачи	11
1.2.1 Критерии методов увеличения нефтеотдачи	14
1.3 Технологии извлечения воды из ствола скважин на основе	
ПАВ	16
2 Обзор применяемых ПАВ для вытеснения жидкости	18
2.1 Анализ основных ПАВ эксплуатируемых в процессе	
извлечения воды из нефтяных забоев	18
2.2 Проведение патентного поиска по исследуемой теме	21
3 Экспериментальная разработка шашки для вытеснения	
жидкости	25
3.1 Требования к используемому сырью	25
3.2 Методика по разработке твёрдого пенообразователя	26
3.2.1 Материальный баланс	28
3.3 Результаты проведённого эксперимента	29
3.4 Экономическая целесообразность полученной разработки	30
3.4.1 Блок-схема технологического процесса по производству	32
шашек	
Заключение	34
Список используемых источников	35

Введение

Нефтедобывающая промышленность является прибыльной отраслью российского бюджета, так как от результативности нефтедобычи происходят отчисления, которые являются основным доходом нашего государства. При добычи нефти, важнейшей проблемой является – увеличение объёма извлекаемой нефти из недр. Помимо природных факторов, существуют множество других, которые влияют на нефтеотдачу пласта.

Данная проблема важна при эксплуатации нефтяных забоев в случае поздней стадии нефтеотдачи на месторождении.

Чтобы скважина находилась в рабочем состоянии, необходимо своевременно удалять жидкость из её ствола. При поздней стадии добычи нефти в забой усиленно поступает и скапливается жидкость, которая приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи и прекращению добычи сырья из нефтепласта.

Таким образом, перед нефтяной промышленностью стоит задача своевременного удаления пластовой жидкости для поддержания работоспособности скважин.

Большое число разработок и исследований посвящено способам увеличения нефтеотдачи с помощью твёрдых пенообразующих веществ, которые вытесняют жидкость во время работы и период капитального ремонта скважин, но идеального решения данной проблемы, на сегодняшний день, не выявили.

Данную проблему пытаются разрешить способ по получение твёрдого пенообразователя с высокой газвыделяющей способностью.

Целью бакалаврской работы является увеличение производительности нефтедобывающих скважин в заводнённых условиях, за счёт создания твёрдого пенообразователя на базе поверхностно-активного и неорганических веществ, сосредоточенной на удаление скопившейся воды из ствола скважин.

Для решения данной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. На базе теоретического анализа, проанализировать эффективность ранее изученных способов по удалению жидкости из нефтяных скважин, в основу которых входят водорастворимые поверхностно-активные вещества.
2. Провести экспериментальную часть по эффективности твёрдого пенообразователя.
3. Разработать улучшенный состав пенообразователя.

1 Теоретический обзор по методам добычи нефти

1.1 Механическая добыча нефти

При освоении новых месторождений метод добычи нефти зависит от давления нефтяного пласта и способе его поддержания.

На первом этапе, когда начинается освоение месторождений, добываемая нефть фонтанирует на поверхность за счёт перепада давления нефтяного пласта [12]. Данный способ называют фонтанным - это простой и эффективный метод, который не требует дополнительных затрат и сложного оборудования. Перед эксплуатацией скважины необходимо установить колонну насосно - компрессорных труб (КНКТ) и фонтанную арматуру, с помощью которой осуществляется управление потоком, контролируется режим работы и осуществляется полная герметизация [6].

Основные преимущества метода:

1. Минимальный затрат энергии.
2. Простейшее строение оборудования.
3. Лёгкость в управлении откачки.
4. Дистанционное управление оборудования.
5. Продолжительность межтехнологического интервала работы оборудования.

После того, как эффективность фонтанирования уменьшается, переходят на механизированные методы добычи.

Одним из механизированных методов, при котором энергию подают в виде сжатого газа, является газлифт.

Газлифт- это механизированный способ добычи нефти, система которого состоит из эксплуатационной колонны труб (ЭКТ) и погруженных в неё насосно-компрессорных труб (НКТ), где, непосредственно, и происходит извлечение жидкости с помощью сжатого газа. Способ данной эксплуатации скважин называют, как правило, газлифтным [11].

По способу подачи реагента различают:

1. Компрессорный газлифт (используют компрессоры для сжатия газа и закачки его в скважину).

2. Бескомпрессорный газлифт (в качестве агента применяют газ из газовых слоев повышенного давления) [5].

По схеме действия:

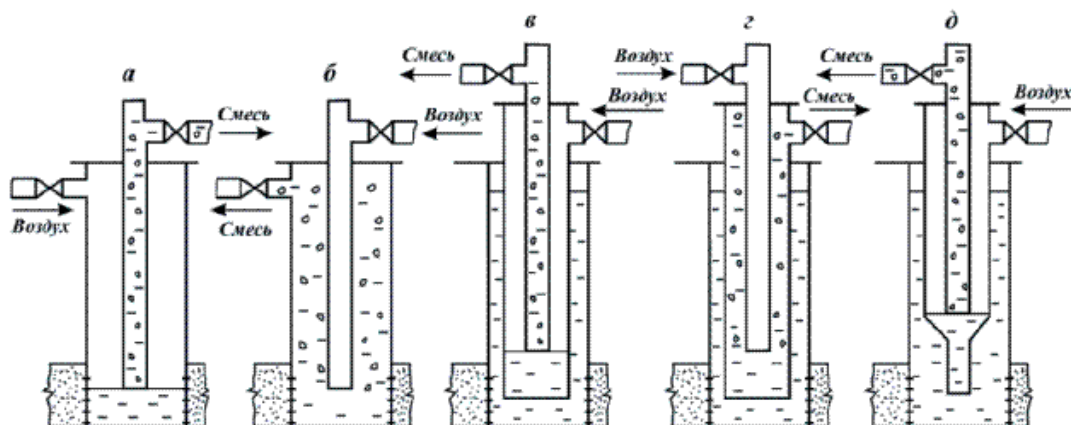
1. Периодический газлифт (подача газа приостанавливается, чтобы жидкость смогла достичь нужной отметки над нижним клапаном газлифта).

2. Непрерывный газлифт (непрерывная подача агента).

Газлифтный метод работает следующим образом [46]. В затрубную область происходит подача газа повышенного давления, что способствует понижению жидкости в этой области и повышению в насосно - компрессорных трубах [19]. С понижением уровня жидкости до нижней отметки НКТ, пузырьки сжатого газа, которые поступают в НКТ, перемешиваются с жидкостью. В следствие чего, плотность получаемой жидкостно-газовой смеси становится меньше плотности жидкости, образовавшейся из нефтяного слоя [10].

При введении большого количества сжатого газа, плотность смеси будет уменьшаться и тем самым достигнет значительной высоты.

Конструкция подъёмников зависит от численности рядов НКТ, погруженных в жидкость, и направлению агента (рисунок 1) [8].



Конструкции газлифтных подъемников

Рисунок 1 – Конструкции газлифтных подъемников

Эксплуатация однорядного подъемника возможна тогда, когда скважина соответствует нормальным условиям (с отсутствием механических примесей), при отсутствии компонентов коррозии в газе. Сжатый газ поступает в межтрубное пространство между эксплуатационной трубой и НКТ, а смесь газа и жидкости поднимается по НКТ (рисунок 1).

Когда газ нагнетается по НКТ, а смесь поднимается по кольцевому пространству, следовательно, данный вид подъемника является однорядным центральным (рисунок 1) [9].

В случае с двухрядным подъемником в скважину внедряют два ряда труб, которые расположены концентрически. Газ поступает в пространство между двумя колоннами НКТ, а смесь движется по внутренним трубам подъема (рисунок 1).

При двухрядной ступенчатой системе подъемников опускают два ряда НКТ различных диаметров: верхняя часть - большого диаметра, нижняя часть - меньшего диаметра.

Газожидкостная смесь поступает по внутреннему ряду, а сжатый газ вводят в межтрубное пространство между внутренним и наружным рядами НКТ (рисунок 1).

Положительное качество двухрядного подъемника в том, что работа происходит плавней, чем у однорядного. А недостатком является увеличение металлоемкости процесса, за счёт спуска двух рядов труб [15].

Поэтому существует третий вид подъемника – полуторарядный кольцевой, стоимость которого меньше, чем у предыдущих вариантов (рисунок 1) [11].

К основным достоинствам газлифта относят:

1. Возможность отбирать большие объёмы сырья с большой глубины.
2. Простое и удобное обслуживание оборудования.
3. Подходит для скважин с искривлениями.
4. Высокая надёжность системы.
5. Осуществляет весь комплекс исследований для контроля.

6. Просто борется с отложениями солей, парафинов и коррозией.

Недостатком газлифта являются: низкий КПД и дорогостоящие оборудование, что приводит к эксплуатации газлифтового метода в основном для извлечения лёгкой нефти имеющей высокий показатель газовой составляющей [36].

Существует насосный способ добычи нефти. Этот способ осуществляет подъём нефти с помощью насосного оборудования. Самыми распространёнными в эксплуатации являются штанговые глубинные насосы. Принцип работы выглядит следующим образом [42]. В момент, когда плужнер движется вверх, через всасывающий клапан жидкость поступает в цилиндр и заполняет его объём [27]. При движении плужнера вниз, всасывающий клапан закрывается под воздействием давления жидкости, и через нагнетательный клапан жидкость поступает в подъёмные трубы и направляется на поверхность.

У данного вида насосов достоинства заключаются в надёжности и простоте обслуживания, но, существуют такие недостатки: неблагоприятные воздействия, осаждение тяжёлых веществ, что зачастую приводит к снижению рабочей способности насоса и ограничению в эксплуатации [17].

1.2 Способы повышения нефтеотдачи

Для того, чтобы повысить нефтеотдачу, применяют следующие методы:

1. Нагнетание воды в пласт, обработанной ПАВ.
2. Использование растворов полимеров для вытеснения нефти.
3. Введение в пласт углекислоты.
4. Закачка теплоносителя.
5. Вытеснение нефти растворителем.

В процессе закачки обработанной воды, на границе нефть-вода поверхностное натяжение уменьшается, что приводит к образованию слабовязкой эмульсии, для которой необходим небольшой перепад давления, чтобы осуществлять перемещение [52].

Для уплотнения воды используют водорастворимые полимеры, из которых массовое применение по увеличению нефтеотдачи нашли полиакриламиды. Данный вид полимеров хорошо растворим в воде, и, при небольшой концентрации усиливает вязкоупругие свойства воды [39].

В качестве раствора полимера могут быть пены, изготовленные на воде с присадкой пенообразующих веществ [45]. Вязкость воды в 6-10 раз меньше вязкости пены, что и создаёт обильное вытеснение нефтяной смеси.

При введении в эксплуатационную скважину теплоносителя (горячая вода или пар), вязкость нефтяной смеси снижается, а подвижность увеличивается, что приводит к растворению в ней асфальтенов, парафинов, смол [28].

В процессе добавления углекислой кислоты [46], происходит её растворение в нефти, с помощью этого уменьшается вязкость и нефтяной состав стремится к верхней части скважины.

Несомненно, что при повышении нефтеотдачи задают такие требования, как эффективность [38], многофункциональность, экономика.

Для меньших затрат в финансовой промышленности используют различные МУН (рисунок 2) [7].

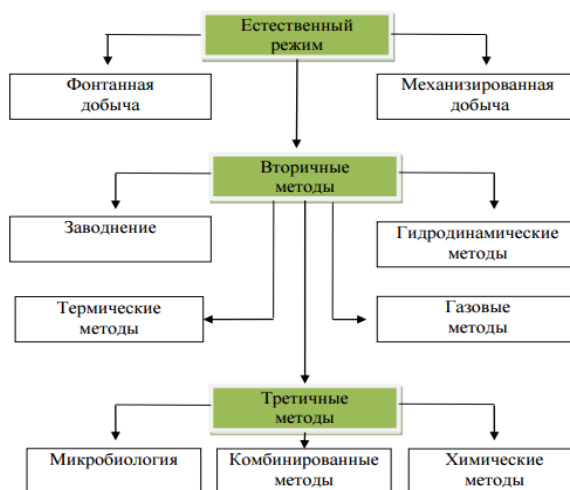


Рисунок 2- Методы увеличения нефтеотдачи

Характеристика первоначального этапа заключается в использовании естественной энергии месторождения залежи, так называемого давления

пласта [29]. В ходе второго этапа осуществляется поддержание давления пласта с помощью закачки жидкости или газа. На последнем этапе, когда пласт переходит в состояние истощённости, применяются методы по увеличению нефтеотдачи (МУН) [6]. Разделение технологий представлено в таблице 1.

Таблица 1- Технологии по увеличению нефтеотдачи

Методы увеличения нефтеотдачи	Основа метода
Термические	Метод заключается в искусственном увеличении температуры пласта.
Газовые	Закачивание двуокиси углерода, воздуха углеводородных газов (ШФЛУ), азота, дымовых газов.
Химические	Применение ПАВ в виде водного раствора, включая пенные системы, растворы щелочей, кислот, полимеров и смесей химических реагентов.
Гидродинамические	Метод основан на гидродинамических силах, с помощью которых периодически меняют ход работы залежи, путём закачки и отбора воды.
Комбинированные	Сочетания вышеперечисленных методов воздействия.

Продолжение таблицы 1

Способы увеличения нефтеотдачи	Основа метода
Микробиологические	Нагнетание в скважину биополимеров, биологических ПАВ, микроорганизмов, которые выделяют спирты, растворители, слабые кислоты и газы.

Все перечисленные способы имеют различную потенциальную возможность повышения отдачи нефтяных пластов.

Статистика использования МУН в Российской Федерации представлена в виде диаграммы (рисунок 3).

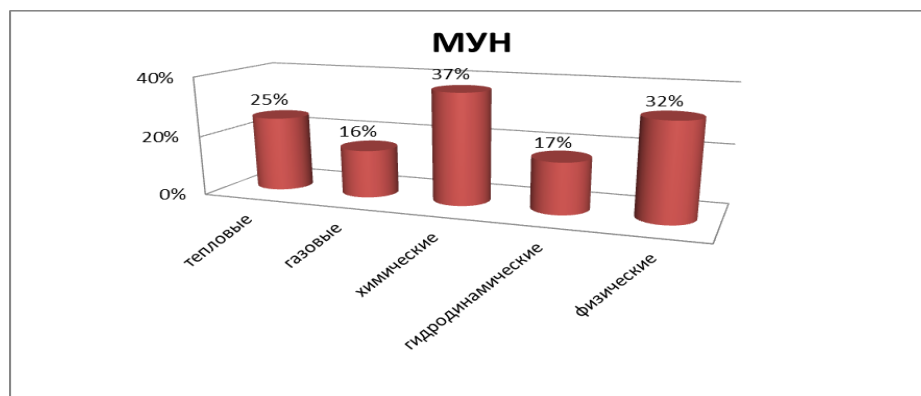


Рисунок 3 – Статистика использования МУН

По данной статистике видно, что в приоритете находятся химические способы повышения нефтеотдачи, а именно, потребление твёрдых и жидких ПАВ [34].

1.2.1 Критерии методов увеличения нефтеотдачи

1. В зависимости от геолого-физических месторождений, метод повышения нефтеотдачи выбирается по критериям.

2. Трещиноватость коллектора - в случае неоднородности пласта происходит прорыв дорогостоящих агентов в добывающую скважину. Что приводит к снижению нефтеотдачи.

3. Водонасыщенность пласта - недопустима к применению методов МУН, так как закачка рабочих агентов не компенсируется дополнительно добытой нефтью [48].

4. Газовая шапка - неблагоприятна в случае, когда имеется высокая газонасыщенность, так как рабочие агенты стремятся в газовую часть с более высокой проводимостью, чем у нефтенасыщенной части.

5. Повышенная глинистость коллектора - из-за адсорбции химических продуктов снижается эффективность всех методов и обедняются закачиваемые растворы.

6. Вязкость нефти - при повышенной вязкости исключают большинство методов, так как имеется большое содержание серы, парафина, смол, асфальтенов [21].

7. Жёсткость и солёность воды-при использовании данного метода важно знать свойства воды, которая используется для приготовления рабочего агента. При содержании большого количества солей МУН резко уменьшает свою эффективность. Наличие солей Mg^{2+} и Ca^{2+} способствуют выпадению осадков, что так же отражается на нефтеотдаче.

8. С учётом проведённых лабораторных исследований МУН, выявлены критерии, характеризующие свойства нефти и пластовой жидкости (таблица 2) [49].

Таблица 2- критерии для применения МУН

Параметры	Закачка CO_2	Применение водогазовых смесей	Закачка водных растворов ПАВ	Полимерное заводнение
Вязкость нефти в пласте, мПа·с	<15	<25	<25	5-100

Продолжение таблицы 2

Нефтяная насыщенность,	>30	-	-	>50
Давление пласта, МПа	>8	>8	Не ограничен	Не ограничено
Пластовая температура, °С	Не ограничена	Не ограничена	<70	-
Соленость пластовой воды, мг/л	Не ограничена	Не ограничена	20	20
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)	"	"	Не ограничен	<24

1.3 Технологии извлечения воды из ствола скважин на основе ПАВ

Внедрение пенообразователей осуществляется в виде стержня, раствора, жидком или твёрдом состоянии [50].

Известен метод внедрения жидкого деэмульгатора разной концентрации в затрубное пространство. Ввод может осуществляться как непрерывно, так и периодически. В случае с периодической подачей агента, внедрение осуществляют с применением заливного агрегата или ингибиторной установки [23].

Схожем по результатам метода извлечения жидкости с забоя скважин, является подъём жидкости с эксплуатацией твёрдых деэмульгаторов. Введение пенообразователя происходит по трубам. Для ввода реагента пользуются трубками и применяют специальное устройство - лубрикатор,

закрепляющийся на задвижке буфера. Данный метод упрощает ввод ПАВ и стоимость одной операции удешевляется [5].

Существует способ одновременного введения жидкого и твёрдого пенообразователя [31]. В этом способе ПАВ внедряют в обе зоны воздействия: твёрдый деэмульгатор вводят в трубную часть, а жидкий в затрубную.

Положительным результатом данного метода является эффективность в удалении жидкости из нефтяного пласта [44]. В свою очередь, существует и отрицательное воздействие, которое приводит к осложнению в работе оборудования. При одновременном воздействии пенообразователей образуется большое количество пены, которая затрудняет работу. Для решения данной проблемы в деэмульгатор добавляют химические реагенты, которые способствуют пенопоглощению [30]. В основном, применяют гидрофобные пенопоглатители, за счёт их эффективности в пене.

Таким образом, для вытеснения жидкости, скопившейся в нефтяном пласте, необходимо разработать новый состав твёрдого деэмульгатора, нацеленный на вытеснения воды из нефтяных залежей [47].

2 Обзор применяемых ПАВ для вытеснения жидкости

2.1 Анализ основных ПАВ эксплуатируемых в процессе извлечения воды из нефтяных забоев

В наше время широко применяют химический метод для повышения нефтеотдачи, с использованием поверхностно-активных веществ.

В присутствии данных веществ процесс пенообразования усиливается, за счёт чего жидкость, которая содержится в забое скважины, стремится к поверхности газовым потоком [32].

Список ПАВ, которые применяются для извлечения жидкости, довольно велик. Но самые распространённые анионоактивные и неионогенные ПАВ.

В молекуле АПАВ содержатся полярные группировки, сопряженные с полярной цепью углеводородов, которые, при диссоциации, образуются ионы с отрицательным зарядом [58].

По мимо этого, АПАВ подразделяется на такие группы, как: карбоновые кислоты, соли карбоновых кислот, алкил- (-сульфанаты,-сульфаты), нафтеновые кислоты, сульфокислоты [3].

В нефтедобывающей промышленности широкое применение обрели анионоактивные вещества:

1. Такие моющие средства, которые относятся к алкилсульфатам.
2. Сульфонат (моющий препарат)- представляющий собой смесь натриевых солей алкилсульфокислот.
3. Нейтрализованный чёрный контакт - смесь которого состоит из солей водорастворимых сульфокислот [21].

Помимо приведённых ПАВ, также применяют анионоактивные реагенты, состав которых содержит азот. Например, триэтаноламиновые соли первичных жирных кислот, состав триэтаноламиновых солей сложных эфиров фосфорной кислоты. Данный состав обладает высокой

пенообразующей способностью и стойкостью к солям. Результативность приведённых сочетаний в газоконденсатных скважинах находится в зависимости с минерализации устранимых водо-газоконденсатных смесей [41].

В нефтяной отрасли также приобрели обширно применение неионогенные ПАВ, получаемые путём суспензирования органических кислот, спиртов, аминокислот с окисью этилена или пропилена. НПАВ, в отличии от АПАВ, при растворении, не распадаются на ионы [33]. А состав ряда групп неионогенных поверхностно-активных веществ зависит от строения углеводородного радикала: оксиэтилированные производные спиртов, алкилфенолов, карбоновых кислот, блок-сополимеров оксидов этилена и пропилена и др. [4]

В ходе разрушения водно-нефтяной эмульсии широко применяют следующие неионогенные ПАВ:

1. Реагенты (оксиэтилированные алкилфенолы) — продукты, отличающиеся количеством фрагментов присоединенной окиси, образовавшиеся в результате конденсации алкилфенолов с окисью этилена.. Представляющие собой густые маслянистые жидкости от светло-желтого до светло-коричневого цвета [26].

2. Реагенты КАУФЭ-14 и УЭФ-8—оксиэтилированные продукты, основой для которых являются технические фенолы, выделяемые из переработки продуктов каменного угля и сланцев.

3. Химический реагент (оксиэтилированные жирные кислоты) — в результате окисления парафина, получают окись этилена, данный продукт конденсируется с жирными кислотами, что приводит к образованию оксиэтилированных жирных кислот [43].

Одним из способов по получению пенообразующего состава, являются смеси блок-сополимеров, оксиэтилированного полипропиленгликоля, получаемого алкоголятной полимеризацией окиси пропилена на пропиленгликоле (или этиленгликоле) с последующей концевой

сополимеризацией с окисью этилена при нагревании и в присутствии гидроксида калия [42].

Получение деэмульгатора проводят путем смешения растворителя, антикоррозионной добавки и блок-сополимеров окисей алкиленов на базе многоатомного спирта, причем в качестве блок-сополимеров используют смесь двух блок-сополимеров окисей алкиленов, полученных оксиалкилированием многоатомного спирта при соотношении оксида этилена-20 мас.% и оксида пропилена- 80 мас. % [14].

В качестве многоатомного спирта используют диэтиленгликоль (ДЭГ), дипропиленгликоль (ДПГ), а в качестве амина используют триэтаноламин (ТЭА), тетраизопропанолэтилендиамин (ТИПЭД) [33].

В качестве антикоррозионной добавки используют тетрагидро-1,4-оксазин или высококипящие фракции М-2 (ингибитор), получаемые из отходов производства морфолина из диэтиленгликоля и аммиака.

Произведённый данным способом, пенообразователь, не создаст удовлетворительное расслоение тяжёлых сернистых нефтей. Следующим значительным минусом является низкая температура помутнения, что не даёт возможности эффективно использовать данный метод в процессах нефтепереработки [16].

Если сравнивать эффективность к пенообразованию, то АПАВ не уступает в эффективности НПАВ, отличаются температурным интервалом, однако их применение ограничено из-за высокой восприимчивости к минерализации удаляемых вод, особенно в присутствии газоконденсата. Неионогенные ПАВ применяют, как правило, для извлечения жидкостей с высокой минерализацией, как из газовых, так и газоконденсатных скважин. Основным их преимуществом является то, что они полностью растворяются в пластовых водах, не образуя никакого осадка, чего нельзя сказать о большинстве ионогенных ПАВ[9].

Изучая структуру существующих ТП, применяемых при исследовании скважин и вытеснения пластовой воды, можно сказать, что использование

ПАВ даёт возможность снизить или вовсе устранить отрицательные воздействия, которые приносят осложнения в технологические процессы добычи нефти. Но суть всей проблемы состоит в подборе приемлемого ПАВ, поскольку от свойств пенообразователя зависит эффективность удаления жидкости и ввода ПАВ в удаляемую жидкость [29].

Исследования по эффективности различных поверхностно-активных веществ, представленные в этом разделе, стали основой для разработки состава твердого пенообразователя.

2.2 Проведение патентного поиска по исследуемой теме

В ходе проведения патентного поиска были рассмотрены такие изобретения, которые предназначаются для вытеснения жидкости из забоя скважин, а также плавного прилива нефти [13].

Все рассмотренные способы заключаются в подаче газообразующих и пенообразующих веществ, с последующим растворением и образованием пены, газа и замещением пластовой жидкости на пену [28].



Рисунок 3- Составные компоненты шашек

В составные компоненты шашек входят пенообразующие и газообразующие вещества, при взаимодействии друг с другом образуют пену и выделяют газообразующие продукты, основанные в кислой среде на контакте нитрита щелочноземельного или щелочного металла и донора азота

(донорами азота, к примеру, могут быть мочевины, аммиак, соли аммония) [19].

В ходе реакции азот генерирующего состава образуется соль металла, азот и вода. К примеру:



Нежелательно использовать чистую сульфаминовую кислоту, так как происходит снижение пенообразующей способности, поскольку данный состав получается коррозионно-агрессивным [47].

В качестве нейтрализатора кислоты используют гидрокарбонат аммония или водный аммиак, чтобы снизить коррозионность, и повысить образование пены.



Любой применяемый ПАВ выступает в качестве пенообразователя, а в качестве стабилизатора пены используют водорастворимые полимеры

В данном методе используют дешёвые реагенты, экологически безопасные и не влияющие на дальнейшую подготовку нефти [34].

Недостатком данного метода является поставка данного состава в виде раствора, что делает менее устойчивый пенообразующий состав.

Данное изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, предназначено для удаления жидкости из нефтяных скважин, а также для побуждения притока из освоения скважин и призабойной очистки зоны пласта от загрязнений [26]. Технический результат - эффективное удаление жидкости из скважины. В способе для извлечения пластовой жидкости, включающем введение самопроизвольного, пенообразующего состава на забой в виде двух различных шашек по содержанию: основой для первого типа шашки служит нитрит щелочного металла, основой шашки другого типа - сульфаминовая кислота, обе шашки имеют неионогенное поверхностно-активное вещество ПАВ и утяжелитель: хлористый натрий или хлористый калий, обеспечивающем плотность шашек

не менее $1,8 \text{ г/см}^3$, при этом по стехиометрии на 1 часть нитрита щелочного металла в первой шашке приходится 1,14 или 1,4 части сульфаминовой кислоты в шашке другого типа [37].

Шашки поочерёдно поставляются на забой скважины: сперва шашки содержащие нитрит щелочного металла, затем шашки с сульфаминовой кислотой с одинаковой массой, затем происходит выдержка для образования азота и пены 1,5-2 часа и скважина подвергается самоизливу.

Для исследования потребуется:

1. Нитрит натрия - NaNO_2 технический ГОСТ 19906-95, представляет собой белый кристаллический порошок, массовая доля основного вещества 98,5%, растворимость в воде NaNO_2 при 20°C - 82,9 г/100 мл или нитрит калия KNO_2 - ГОСТ- 4144-79, растворимость в воде KNO_2 при 0°C 280г/100 г.

2. Сульфаминовая кислота - $\text{HN}_2\text{SO}_3\text{H}$ (ТУ 2121-400-0576-3441-2002) - белый кристаллический порошок, растворимость в воде при 20°C 14,7г/100 г.

3. Неионогенные ПАВ: оксиэтилированный алкилфенол, марки неол Аф₉-12 по ТУ 38-507-63-171-91 или синтанол АЦСЭ-12 - полиоксиэтиленгликолевые эфиры синтетических первичных жирных спиртов $\text{C}_{16}\text{-C}_{20}$, ТУ 6-14-819-88.

4. Хлористый натрий - ГОСТ 4233-77, растворимость в воде NaCl при 20°C составляет 35,7г/100г или хлористый калий - ГОСТ 4568-95, растворимость в воде KCl при 20°C составляет 34,2г/100г.

Недостатком данного метода являются затраты на поршневание, содержание большого количества углекислого газа и длительная поставка на скважину.

Определён следующий самогенерирующий, пенообразующий состав в твёрдом виде.

Основой шашки данного типа является нитрит щелочного металла, сульфат аммония (донор азота), в состав шашки также входит неионогенное ПАВ (стеариновокислого натрия) [35].

Вытеснение жидкости из скважины происходит за счёт эффективности метода: увеличение скорости, времени поставки шашек, объём вытесняемой жидкости происходит с увеличением плотности шашек.

Преимущества данного метода:

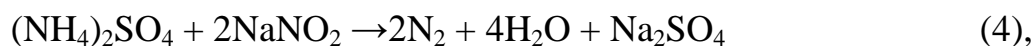
1. Отсутствие техники поршневания и бригады рабочих.
2. Концентрация компонентов в нужном интервале не изменяется.
3. Поочерёдная доставка шашек на забой.
4. Высокий вынос жидкости, высокое пенообразование.

3 Экспериментальная разработка шашки для вытеснения жидкости

Из проведённого патентного поиска, можно сделать вывод, что в состав пенообразующих шашек могут входить как анионактивные, так и неионогенные ПАВ.

Поставленная задача заключалась в использовании экологически безопасном хозяйственном мыле и неорганических компонентов в качестве вытеснения жидкости.

В ходе эксперимента, по получению пены, была рассмотрена химическая реакция с газовыделением:



При взаимодействии сульфата аммония и нитрита натрия в присутствии стеариновокислого натрия. Выделяющийся в ходе реакции газ – азот.

3.1 Требования к используемому сырью

Стеарат натрия ($\text{C}_{18}\text{H}_{35}\text{O}_2\text{Na}$) - это бесцветные кристаллы, образующиеся от соединения натриевой соли и стеариновой кислоты, которые слабо растворимы в холодной воде, но хорошо растворимы в горячей.

Данный компонент является экологически чистым и выгодным продуктом, которое входит в составы различной продукции, например, хозяйственное мыло. Согласно ГОСТ 30266-95 стеарат натрия разделяют на три категории: 1 категория должна содержать жирных кислот не менее 70,5%, 2 категория 69%, 3 категория -64% [13].

Сульфат аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ (аммоний сернокислый ГОСТ 3769-78)- кристаллы белого цвета, которые хорошо разлагаются при нагревании (на аммиак и кислую соль), хорошо растворимы в воде, плотность (при

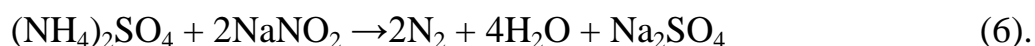
20°C) 1,769 г/см³, температура плавления 235-280°C, температура разложения 218°C, растворимость в воде (20°C), 75,4 г/100 мл [18].

Нитрит натрия NaNO₂ - кристаллообразный порошок от белого до светло-жёлтого цвета, хорошо растворим в воде.

3.2 Методика по разработке твёрдого пенообразователя

Сплавление веществ является одним из способов по получению твёрдого пенообразователя.

Для проведения экспериментальной части были использованы твёрдые, порошкообразные компоненты, в ходе их плавления выделяется газ. Азот, за счёт своего высокого давления насыщения в воде, будет находиться в газообразном состоянии. Стеарат натрия является связующей частью данного эксперимента.



Установили нужное количество одного из реагентов – 6,7 г сульфата аммония. Воспользовавшись основным уравнением реакции (5), рассчитали навеску нитрита натрия:

$$m \text{NaNO}_2 = \frac{2,0 \cdot 69,0 \cdot 6,7}{132,1} = 6,9 \text{ г}$$

Определили теоретический выход азота азота :

$$132 \text{ г} - 22,4 \cdot 2$$

$$6,7 \text{ г} - X \text{ л}$$

$$X = (44,8 \cdot 6,7) / 132 = 2,27 \text{ л}$$

Стеарат натрия перевели в состояние крошки, при помощи ступки и пестика довели три компонента до однородности (рисунок 4). Все реагенты были взвешены на аналитических весах.



Рисунок 4- Три компонента доведенные до однородности

Исследование проводили на установке по вытеснению жидкости газом, которая представляет собой U-образные стеклянные трубку, соединённые между собой резиновой трубкой. Одна из стеклянных трубок так же подсоединена резиновой трубкой к колбе с отводами (рисунок 5).



Рисунок 5- Установка по вытеснению жидкости газом

Методика эксперимента: В колбу поместили 10 г навеки и добавили 20мл воды, нагревали исследуемую смесь до 70°C, температура исследуемой смеси поддерживалась с помощью термометра (рисунок 6).



Рисунок 6- Нагрев на водяной бане пенообразователя

Общее время эксперимента составило 35-40 минут. Каждые 5 минут показания вытеснения жидкости фиксировались в журнале, данные представлены в таблице 3.

Таблица 3- Результаты эксперимента

№ опыта	Количество вытесненной жидкости, л							
	0	5	10	15	20	25	30	35
1	0,468	0,482	0,558	0,621	0,635	0,657	0,678	0,689
Время, мин	0	5	10	15	20	25	30	35

Первоначальная отметка жидкости на установке достигала – 0,468 л. К концу опыта, газ вытеснил жидкость до отметки 0,689 л.

3.2.1 Материальный баланс

Материальный баланс составлен исходя из данных состава шашки:

$$M(\text{NaNO}_2) = 69 \text{ г/ моль}$$

$$M(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4 = 132 \text{ г/ моль}$$

$$M(\text{Na}_2\text{SO}_4) = 142 \text{ г/ моль}$$

$$M(\text{N}_2) = 14 \text{ г/ моль}$$

$$M(\text{H}_2\text{O}) = 18 \text{ г/ моль}$$

$$M(\text{C}_{18}\text{H}_{35}\text{O}_2\text{Na}) = 306 \text{ г/ моль}$$

$$m(\text{NaNO}_2) = 6,9 \text{ г}$$

$$m(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4 = 6,7 \text{ г}$$

$$m(\text{стеарата натрия}) = 15 \text{ г}$$

$$6,7 \text{ г} - 28,6 \text{ г}$$

$$X_1 - 10 \text{ г}$$

$$X_1 = (6,7 \cdot 10) / 28,6 = 2,34 \text{ г} - \text{масса сульфата аммония на } 10 \text{ г навески}$$

$$X_2 = (6,9 \cdot 10) / 28,6 = 2,41 \text{ г} - \text{масса нитрита натрия на } 10 \text{ г навески}$$

$$X_3 = (15 \cdot 10) / 28,6 = 5,24 \text{ г} - \text{масса стеарата натрия на } 10 \text{ г навески}$$

Выход азота составит :

$$132 \text{ г} - 44,8 \text{ л}$$

$$2,34\text{г} - X_4 \text{ л}$$

$$X_4 = (2,34 \cdot 44,8) / 132 = 0,794 \text{ л}$$

$$138 \text{ г} - 142 \text{ г}$$

$$2,41 \text{ г} - X_5 \text{ г}$$

$$X_5 = (142 \cdot 2,41) / 138 = 2,48 \text{ г} - \text{образование } \text{Na}_2\text{SO}_4$$

$$132 \text{ г} - 74 \text{ г}$$

$$2,34 \text{ г} - X_6$$

$$X_6 = (2,34 \cdot 74) / 132 = 1,32 \text{ г} - \text{образование воды в ходе реакции}$$

Полученные результаты приведены в таблице 4

Таблица 4- Материальный баланс

Приход	Количество вещества	Расход	Количество вещества
NaNO_2 – нитрит натрия	2,41 г	(N_2) - азот	0,992 г
$(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ – сульфат аммония	2,34 г	(Na_2SO_4) – сульфат натрия	2,48 г
$(\text{C}_{18}\text{H}_{35}\text{O}_2\text{Na})$ – стеарат натрия	5,24 г	$(\text{C}_{18}\text{H}_{35}\text{O}_2\text{Na})$ – стеарат натрия	5,24 г
(H_2O) - вода	20 г	(H_2O) - вода	20 г+1,32 г
Итого	29,99 г	Итого	29,99 г

Исходя из проведённого эксперимента практический объём азота составил 0,689 л

Полученный выход азота:

$$\eta_{\text{N}_2} = \frac{0,689}{0,794} \cdot 100\% = 86,77\%$$

3.3 Результат проведённого эксперимента

В результате проведённого эксперимента был исследован и в дальнейшем подобран твердый пенообразователь для удаления жидкости из нефтяных скважин, который соответствует следующим требованиям:

1.Общедоступный и транспортабельный.

2. В составе содержит дешевые неорганические реагенты (стоимость одной шашки 30 рублей).

3. Продукты реакции не образуют трудно растворимых соединений.

4. Безопасно как с экологической стороны, так и с технической.



Рисунок 7- Состав шашки

Полученная разработка стала близкой к предлагаемому техническому решению и достигаемому эффекту, в которую вошли такой газвыделяющий пенообразующий состав - сульфат аммония, нитрит натрия, стеарат натрия (рисунок 7).

3.4 Экономическая целесообразность полученной разработки

В целях экономических поставок веществ, которые входят в разработанный состав пенообразователя, сравним с компонентами аналога состоящих из НП АВ.

Для разработанного пенообразователя, в состав которого входят АП АВ, потребуются:

1. Нитрит натрия ГОСТ 19906-74- поставщик ОООНПК «ПромХимПласт» г. Дзержинск- 39000руб/т + доставка 1225руб/т. Итого: 40.225руб/т.

2. Сульфат аммония ТУ2181-060-00205311-2014- поставщик ООО «ГД КуйбышевАзот» г. Тольятти – 11.800руб/т.

3. Хозяйственное мыло 72% - поставщик ООО «Синтеко-Центр» г. Тольятти – 27500руб/т.

Общая стоимость реагентов для 1 тонны шашек представлены в таблице 5.

Таблица 5- Общая стоимость реагентов для производства 1 тонны шашек

Наименование реагентов	Процентное содержание в шашке, %	Расчёт стоимости
Нитрит натрия	23	$0,23т \cdot 40.500 = 9.315$ руб
Сульфат аммония	22	$0,22 \cdot 11.800 = 2.596$ руб
Мыла	55	$0,55т \cdot 27500 = 15.125$ руб
Итого	100	27036руб

Для пенообразователя, в состав которого входит НПАВ, потребуется :

1. Нитрит натрия ГОСТ 19906-74 - поставщик ООО НПК «ПромХимПласт» г. Дзержинск - 39000руб/ т + доставка 1225руб /т. Итого: 40.225 руб/ т.

2. Гидрохлорид мочевины - поставщик Китай- 270 \$+100 \$ = 370 \$ = 23.010,3руб/т.

3. ОП-10 НПАВ - поставщик ТПО «Базовый Ресурс» г. Москва 72.000 руб./т + доставка в г. Тольятти - 1250 руб./т = 73.250 руб./т. Общая стоимость реагентов данного состава приведена в таблице 6.

Таблица 6- Общая стоимость реагентов для производства 1 тонны шашек

Наименование реагентов	Процентное содержание в шашке, %	Расчёт стоимости
Нитрит натрия	20%	$0,2 \cdot 40500 = 8.100$ руб
Гидрохлорид мочевины	27%	$0,27 \cdot 23.010,3$ руб
ОП-10	53%	$0,53 \cdot 73.250$ руб
Итого	100	104.360,3 руб

Исходя из представленных данных, можно учесть, что состав первой шашки с АПАВ экономичнее состава аналога с НПАВ.

Мыло является транспортабельным, так как находится в твёрдом состоянии, производится на территории России и имеет низкую себестоимость в отличие от НПАВ ОП-10.

3.4.1 Блок- схема технологического процесса по производству шашек.

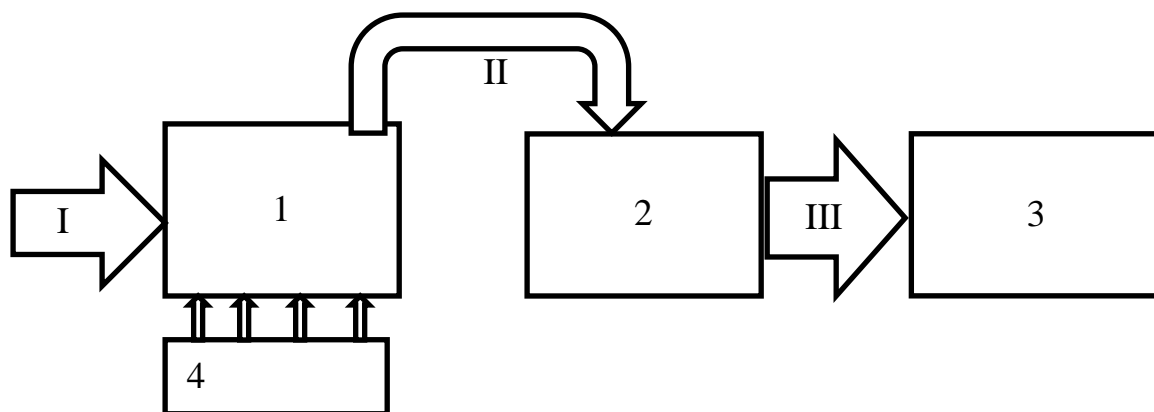


Рисунок 8 -Блок- схема технологического процесса производства шашек

1-блок смешения реагентов, 2- блок формовки, 3- блок упаковки , 4 - система подогрева, I – загрузка реагентов, II – поток реагентов после смешения, III – сформированные шашки.

Предлагаемая блок - схема представляет собой технологию по производству шашек, которая состоит из трёх блоков.

Первым блоком является установка по смешению компонентов, оснащённая горизонтальными ножами и системой подогрева, которая позволяет регулировать температуру процесса.

Второй блок формовки представляет собой машину по пластификации и дальнейшей формовки поступающей смеси, снабжённой загрузочным люком, шнеком, формирующей трубкой и ножом на выходе.

Третий блок установки – аппарат по упаковке шашек в плёнку, который имеет два окна, в одно из которых по конвейеру поступает готовая продукция, а в другое выходит.

Принцип работы установки:

Потоком I в смесительную ёмкость с подогревом поступают составные компоненты шашки, где, при помощи ножей, смесь становится однородной. Затем, по загрузочной линии II смесь поступает в блок формовки. За счёт вращения шнека, масса становится пластичнее и поступает в формовочную трубку, после чего, сформированная масса делится на шашки с помощью ножа. На заключительном этапе полученные шашки III, по движущемуся конвейеру, поступают в аппарат упаковки.

Заключение

В данной бакалаврской работе были рассмотрены и проанализированы как методы по добыче нефти, так и увеличение нефтеотдачи из ствола скважины. В ходе анализа сделала вывод. Что механизированные методы малоэффективны. Поэтому более 32 лет для высокой производительности используют химические методы на основе поверхностно-активных веществ.

Из проанализированных действующих патентов был выбран твёрдый пенообразователь на основе АПАВ.

Для разрешения проблемы, вызванной скоплением пластовой жидкости, был разработан газвыделяющий состав на основе водорастворимого ПАВ и дешёвых неорганических компонентов.

Исходя из сравнения, по экономическим показателям, АПАВ в 3-4 раза ниже стоимости НПАВ.

Следовательно, поставленная в бакалаврской работе задача выполнена, цель, по оптимизации газообразующей шашке, достигнута.

Список используемых источников

1. Абозбаев, И. И, П. Ф. Векторов, Е. В. Лазин, А – Томск: Композиции на основе неионогенных ПАВ для повышения нефтеотдачи. 1995. – 182с.
2. Амелина А.Г. - 400с.Общая химическая технология. Под редакцией проф. «Химия», 1976. - 400с
3. Бешкирцева Н. Ю. Трудно извлекаемые залежи нефти Башкортостана - Казань, 2008. - 36 с.
4. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти газа // Теоретические основы прогнозирования нефтегазоспособности недр. Бакиров А.А., Бакиров Э.А.; Недра - Москва, 2012. -467с.
5. Багиров К. М. Эксплуатация нефтяных скважин; Academia - Москва, 2012. - 336 с
6. Вягирев Р.И., Греценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений - 2002- 152с.
7. Вержичинская С.В., Дигуров Н.Г., Сеницын С.А. Химия и технология нефти и газа: учебное пособие. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. - 400с.
8. Галиев, Р.Р. Пеноэмульсии для ремонта скважин, авторы: Нефтепромысловое дело. - 1999. - №. 5. - с. 3-8.
9. Гасамов, Р.А. Технология ПНП на основе ПАВ авторы: Р.А. Гасамов, Т.А. Липчинская, О.К. Эйсмонт // Строительство скважин: сб. науч. статей /ВНИИГаз, СевКавНИГаз. - 1999. - с. 163 - 165.
10. Гасамов, Р.А. Эффективные наполнители для пеноэмульсионных систем, используемых при заканчивании и ремонте скважин // Гасамов, Т.А. Липчинская, О.К. Тагиров / Капремонт скважин: сб. науч. тр./СевКавНИГаз. - Ставрополь: 2002.- Вып. 35. - с. 149 - 166.

11. Греценко, А.И. Руководство по освоению скважин, авторы: А. И. Греценко, З. С. Алеев, О. М. Ермалаев. - 1994. - 534 с.46
12. Девлекамов, В.В. Особенности вытеснения нефти водорастворимыми ПАВ с малым давлением, Известия вузов. Сер. Нефть — 2002. — № 7.
13. Диргач, С.Р. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов //: С.Р. Диргач, С.Р. Берестова, Т.А. Мотылева // Технологический факультет МГТУ. - 2011. - с 119-123.
14. Елпидинский, А. А. Изучение влияния моющих ПАВ на деэмульгирующую эффективность НПАВ, Вестник Казанского университета. - 2012. - № 16. - с.28-31.
15. Епрянец, А.С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи//: А.С.Епрянец, П.С. Кратов, А.В. Нурмикин, А.Н. Киселев. Тюмень - 2011 - 32 с.
16. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы //: С.А. Жданов // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 4. - с. 38-40.
17. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений; Книга по Требованию - Москва, 2012. - 333 с.
18. Забородин, П. И. Вытеснение нефти из пласта растворителями // : П. И. Забородин, Н. Л. Раковский, М. Д. Розенберг. – Недра, 1968. – 223 с.
19. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче // : Ибрагимов Н.Г., Емельянов А.В., Каштанова Л. Н., Лаптев А.Б., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р., Чернова К.В. //Уфа: Изд-во «Монография», 2004. – 303 с.
20. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Изд-во ТПУ, 2006. - 166с.
21. Ковалев, Н. И. Повышение эффективности заканчивания и эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, // Н. И. Ковалев. - 2004. - 120 с.

22. Кашавцев В.Е., И. Т. Мищенко Солеобразование при добыче нефти - 2004- 99 с.
23. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М. Современные методы гидродинамических исследований скважин; Инфра-Инженерия - Москва, 2010. - 433 с
24. Климов А.А. «Методы повышения нефтеотдачи пластов».
25. Ларри Лейк Основы методов увеличения нефтеотдачи - 10.08.2005 Основы методов увеличения нефтеотдачи. УниверситетТехас-Остин.(EOR Fundamentals by Larry Lake U of Texas-Austin. TheSocietyofpetroleumengineer.) Глава 1.Определение методов добычи с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи.
26. Ли Г.С. Некоторые вопросы применения диспергаторов в газлифтных скважинах // : Г.С. Ли, М.М.Кабиров, Ю.В.Пигай // Нефтепромысловое дело. -1983 . - № 12.-с. 9-11.
27. Мазанов, Б. В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. - 2005 - С. 41-43
28. Макаренко, В.П. Оценка составов пенообразующих ПАВ Универсал - КМ» авторы : П.П. Макаренко, М.Ю. Басарыгин, П.А.Устименко // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. ст. - М., 2001 - с. 177 -182.
29. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. — 2-е изд., доп. и испр. —Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002.
30. Патент RU2317412С1Российская Федерация. Устройство для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин авторы Мурянцева Е.А., Стрижнёв К.В., Акимов Н.И.,Лысенко Т.М., Волков В.А.; заявитель и патентообладатель: Румянцева ЕленаАлександровна .- № RU2006124724А; заявл. 10.07.2006, опубл. 20.02.2008.Промышленность \ Добыча, хранение и транспортировка нефти и газа.

31. Пат. РФ 2248443. Способ удаления жидкости из скважин/ Глазков О.В., Прасс Л.В. Заявл. 10.11.2003, опубл. 20.03.2005.
32. Патент РФ № 2196226, Техника и технология капитального ремонта скважин / Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Юрьев В.А., Щербинин В.И., Черненко А.М., Захаров А.А., Царькова Л.М. Заявл 20.06.2002 опубл. 10.01.2003
33. Петрова Е.И. Оценка технического состояния скважины [Текст]: Е.И. Петрова, Л.С. Баева. – Мурманск: Изд-во МГТУ, 2008. – 101с
34. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Феникс - Москва, 2015. - 322 с.
35. Ржевский А. В. Открытые горные работы. Технология и комплексная механизация; Либроком - Москва, 2013. - 551 с.
36. Сергачев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. - М., Недра, 1986г. - 308 с.
37. Савин, И.Б. Поверхностно-активные вещества [Текст]: И. Б. Савин, А.К. Чернова, С. П. Штыков. - М.: Наука, 1991.-217 с.
38. Саутина, А. В. Взаимодействие водных растворов некоторых неионных ПАВ - производных оксида этилена с поверхностью полимеров, авторы :А. В. Саутина. 2008. - 41 с.57
39. Сафронов, Н.Е. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана [Текст]: Е. Н Сафонов, Р. Х. Алмаев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1996. – 246 с.
40. Собанова, О.В. Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов, [Текст]: О.В.Собанова, Б.Г. Фридман, И. Л. Федорова // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 11. - С. 21-24.
41. Серов, А. М. Поверхностные явления в нефтепромысловом деле ,учебное пособие, [Текст]: А. М. Серов. – Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1991. – 71 с.

42. Токарев, М. А. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки, // М. А. Токарев, Э. Р. Ахметова, А. А. Газизов, И. З. Денисламов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 114 с. – 200 экз.

43. Фракционный и химический состав нефти. Классификация нефтей. Сайт: Информационно-образовательная среда СГЭУ // Добыча и переработка нефти Книга: Состав и классификация нефтей. Физико-географический очерк Западно-Могутлорского месторождения нефти, страница 35.

44. Файзулзянов, Р.А. Исследование ПАВ и свойства поверхностных композиционных реагентов для нефтепромыслов, авторы: Р.А. Файзулзянов, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского Государственного Технического университета. - 2009. - №9. - 155 с

45. Mechanism and Static Forces Required To Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water ,1969 Authors J.J. Taber.

46. Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs, 1977, Authors H. Kazemi (Marathon Oil Co.) | L.S. Merrill Jr. (Marathon Oil Co.) | K.L. Porterfield (Marathon Oil Co.) | P.R. Zeman (Marathon Oil Co.)

47. Mechanism of Fluid Displacement in Sands, 1942, Authors S.E. Buckley (Humble Oil & Refining Co.) | M.C. Leverett (Humble Oil & Refining Co).

48. The Mathematical Model of Nonequilibrium Effects in Water-Oil Displacement, 2003, Authors G.I. Barenblatt (Lawrence Berkeley Natl. Laboratory and U. of California, Berkeley) | T.W. Patzek (Lawrence Berkeley Natl. Laboratory and U. of California, Berkeley) | D.B. Silin (Lawrence Berkeley Natl. Laboratory).

49. CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal

Wells,2001,Authors Qamar M. Malik (University of Regina) | M.R. Islam (University of Regina).

50. Delemaide, A., Bazin, D., Rousseau, B., & Degre,. “Chemical for Heavy Oil: The Canadian Experience. SPE- 169715 (2015)

51. Mechanism of Fluid Displacement in Sands Authors,S.E. Buckley (Humble Oil & Refining Co.) | M.C. Leverett (Humble Oil & Refining Co.),DOI<https://doi.org/10.2118/942107-G>,Document, IDSPE-942107-G,PublisherSociety of Petroleum EngineersSourceTransactions of the AIMEVolume146Issue01Publication DateДекабрь 1942.

52. Dynamic and Static Forces Required To Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water ,Authors J.J. Taber,DOI <https://doi.org/10.2118/2098-PA>, Document IDSPE-2098-PA, PublisherSociety of Petroleum Engineers Source Society of Petroleum Engineers Journal,Volume 9 Issue 01, Publication Date Март 1969, Show more detail View rights & permissions.

53. The Mathematical Model of Nonequilibrium Effects in Water-Oil Displacement Authors G.I. Barenblatt (Lawrence Berkeley Natl. Laboratory and U. of California, Berkeley) | T.W. Patzek (Lawrence Berkeley Natl. Laboratory and U. of California, Berkeley) | D.B. Silin (Lawrence Berkeley Natl. Laboratory) DOI <https://doi.org/10.2118/87329-PA> Document ID SPE-87329-PA Publisher Society of Petroleum Engineers,Source SPE Journal Volume8,Issue 04,Publication Date Decembr 2003,Show more detail View rights & permissions

54. Enhanced Oil Recovery by Inert Gas Injection Authors A. Kantzas (U. of Waterloo) | I. Chatzis (U. of Waterloo) | F.A.L. Dullien (U. of Waterloo) DOI <https://doi.org/10.2118/17379-MS> Document ID SPE-17379-MS Publisher Society of Petroleum Engineers Source SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 16-21 April, Tulsa, Oklahoma Publication Date 1988 Show more detail View rights & permissions.

55. Flow of Oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands,Authors M.C._Leverett (Humble Oil and Refining Co.)

DOI <https://doi.org/10.2118/939149-G>, Document ID SPE-939149-G, Publisher Society of Petroleum Engineers, Source Transactions of the AIME, Volume 132, Issue 01, Publication Date December 1939 Show more detail View rights & permissions.

56. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive ,Authors Henry J. Welge (The Carter Oil Co.), DOI <https://doi.org/10.2118/124-G> Document ID SPE-124-G, Publisher Society of Petroleum Engineers, Source Journal of Petroleum Technology, Volume 4, Issue 04, Publication Date Апрель 1952, Show more detail View rights & permissions.