



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

Институт химии и инженерной экологии

---

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

УТВЕРЖДАЮ  
Завкафедрой «РПиР»  
\_\_\_\_\_ М.В. Кравцова  
(подпись) (И.О. Фамилия)  
«26» января 2017г.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение бакалаврской работы**

Студент: Цыгорская Анна Сергеевна

1. Тема: Газообразующие шашки для вытеснения воды из ствола нефтяных скважин.
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 14.06.2017г.
3. Исходные данные к бакалаврской работе:
  - 3.1 Патенты по исследуемой теме, диссертации.
4. Содержание бакалаврской работы:
  - 4.1 Теоретический обзор по методам извлечения нефти.
  - 4.2 Анализ применяемых ПАВ для удаления воды из ствола нефтяных скважин.
  - 4.3 Экспериментальная разработка газообразующей шашки.
5. Консультант по разделам: Афанасьев С.В.
6. Дата выдачи задания «26» января 2017г.

Руководитель бакалаврской работы

\_\_\_\_\_ (подпись)

Ю.Н. Шевченко

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ (подпись)

А.С. Цыгорская

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

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

Институт химии и инженерной экологии

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

УТВЕРЖДАЮ

Завкафедрой «РПиР»

М.В. Кравцова

(подпись)

(И.О. Фамилия)

«26» января 2017г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**  
**выполнения бакалаврской работы**

Студента: Цыгорской Анны Сергеевны

по теме: Газообразующие шашки для вытеснения воды из ствола нефтяных скважин

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Введение.	15.05.2017	19.05.17	выполнено	
Обоснование актуальности, цели и задачи.	16.05.2017	20.05.17	выполнено	
Литературно-патентный анализ пенообразователей	20.05.2017	26.05.2017	выполнено	
Разработка состава пенообразователя	22.05.17	23.05.17	выполнено	
Экспериментальные исследования.	27.05.2017	30.05.2017	выполнено	
Подбор аппаратуры, изготавливающий	29.05.2017	1.06.2017	выполнено	

пенообразователь				
Заключение.	2.06.2017	5.06.2107	выполнено	

Руководитель бакалаврской  
работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Ю.Н. Шевченко

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.С. Цыгорская

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

## **ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

**АПАВ** -анионоактивные вещества

**ГВК** – газовойодяной контакт

**КЛТ** – колонна лифтовых

**МУН** – методы увеличения нефти

**НКТ** – насосно-компрессорная труба

**НПАВ** – неионогенные поверхностно-активные вещества

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ПНП** – повышение нефтеотдачи пластов

**ТП** – твердый пенообразователь

## АННОТАЦИЯ

**Бакалаврскую работу выполнила:** Цыгорская А.С.

**Тема работы:** Газообразующие шашки для вытеснения жидкости из ствола скважины

**Научный руководитель:** Шевченко Ю.Н.

**Целью бакалаврской работы** является повышение производительности нефтяных скважин в условиях их заводнения, за счет разработки твердого пенообразователя на основе поверхностно-активного и неорганических веществ, направленной на удаление воды из ствола скважин.

Бакалаврская работа состоит из введения, трёх глав, заключения, библиографического списка и приложений.

Во введении обосновывается актуальность проводимого исследования, описывается цель и задачи исследования.

В первой части проведен анализ существующих методов повышения нефтеотдачи, позволяющие максимизировать эффективность разработки месторождений, выявлены преимущества и недостатки каждой из технологий.

Во второй части был проведен патентный поиск и проработана техническая литература по теме исследования.

Третья часть посвящена разработке состава газообразующего пенообразователя, подобрано оптимальное устройство для его изготовления.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, трёх глав, заключения, списка литературы из 65 источников и 1 приложения. Общий объем работы, без приложений 50 страниц машинописного текста, в том числе таблиц – 5, рисунков – 16.

## ABSTRACT

**Keywords:** demulsifier, water-in-oil emulsion, foaming agent, surface-active reagent.

This graduation work deals with chemical method of destruction of oil emulsions. The demulsifier used for this substance displaces existing emulsifier whereby the water-in-oil emulsion is destroyed. The formation of persistent emulsions disrupts the technological mode of operation of oil wells and reduces the degree of oil recovery. The aim of this work is to increase oil recovery with the help of demulsifier based on the surface-active reagent.

In the first phase of the work we have studied the patents on demulsifier compositions for destroying water-in-oil emulsion. Despite the fact that the range of surfactants is wide enough, the anion-active (anionic surfactants) and nonionic (nonionic surfactants) surface-active substances are widely used. Comparing the advantages and disadvantages of each substance, we came to the conclusion that the most preferred are anionic surfactants, which are simple, cheap and highly active.

Much attention is given to the development of effective demulsifier. The experimental part consists of the alloyage of sodium nitrite and ammonium sulphate with excretion of nitrogen. We used soap as the surface-active reagent. The components were poured into a flask with a tap, heating the mixture to give off nitrogen. On the scale of the instrument, the gas level was measured. The experiment was carried out in an aqueous medium.

As a result, we have developed a demulsifier, which meets the following requirements: 1) ecologically safe, 2) cheap inorganic reagents are used; 3) reaction products do not form difficult soluble compounds.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПО МЕТОДАМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ	11
1.1 Виды механизированной добычи нефти	11
1.2 Методы, повышающие нефтедобычу	14
1.1.2 Критерии применения МУН	16
1.1.3 Технологии вытеснения воды из скважин на основе ПАВ	18
2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПАВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ВОДЫ ИЗ СТВОЛА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	23
2.1 Изучение основных ПАВ, используемых в процессе устранения воды из нефтяных скважин	23
2.2 Анализ действующих патентов по теме исследования	25
2.3 Условия создания пены	28
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ РАЗРАБОТКА ГАЗООБРАЗУЮЩЕЙ ШАШКИ	33
3.1 Требования к сырью, применяемые для разработки состава твердого пенообразователя	33
3.2 Методика эксперимента по разработке газообразующего ТП	34
3.3 Результат эксперимента	37
3.4 Технологическое оформление аппарата, выпускающий ТП	38
3.5 Экономическая целесообразность использования пенообразователя	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	44
ПРИЛОЖЕНИЕ	51

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является важнейшей отраслью народного хозяйства, так как является одним из главных источников пополнения российского бюджета. Увеличение объема извлечения нефти из недр - важнейшая проблема в области рациональной разработки нефтяных месторождений. Кроме природных существует много факторов кардинально влияющих на нефтеотдачу. Крайне остро эта проблема стоит при эксплуатации нефтяных скважин при поздней стадии нефтедобычи на месторождении.

Для поддержания скважины в рабочем состоянии большое внимание уделяется своевременному удалению воды из её ствола[5]. На поздней стадии добычи нефти в скважину интенсивно поступает и накапливается пластовая жидкость, что постепенно приводит к глушению нефтепласта и прекращению добычи из него [8,10].

Таким образом, поддержание работоспособности скважин, предупреждение накопления воды в них, и технологии ее своевременное удаления считается одной из основных задач, стоящих перед нефтяной промышленностью.

Способам повышения увеличения нефтедобычи скважин с применением твердых пенообразующих реагентов, удаляющих жидкость из скважин во время работы и капитального ремонта их, посвящено большое число разработок и исследований, но идеального разрешения этой проблемы, на сегодняшний день, не существует.

Предложенный способ, а именно, получение твердого пенообразователя с газвыделяющей способностью, пытается разрешить данную проблему.

**Целью бакалаврской работы** является повышение производительности нефтяных скважин в условиях их заводнения, за счет разработки твердого пенообразователя на основе поверхностно-активного и неорганических веществ, направленной на удаление столба жидкости из ствола скважин.

**Для достижения поставленной цели, требуется выполнить ряд задач:**

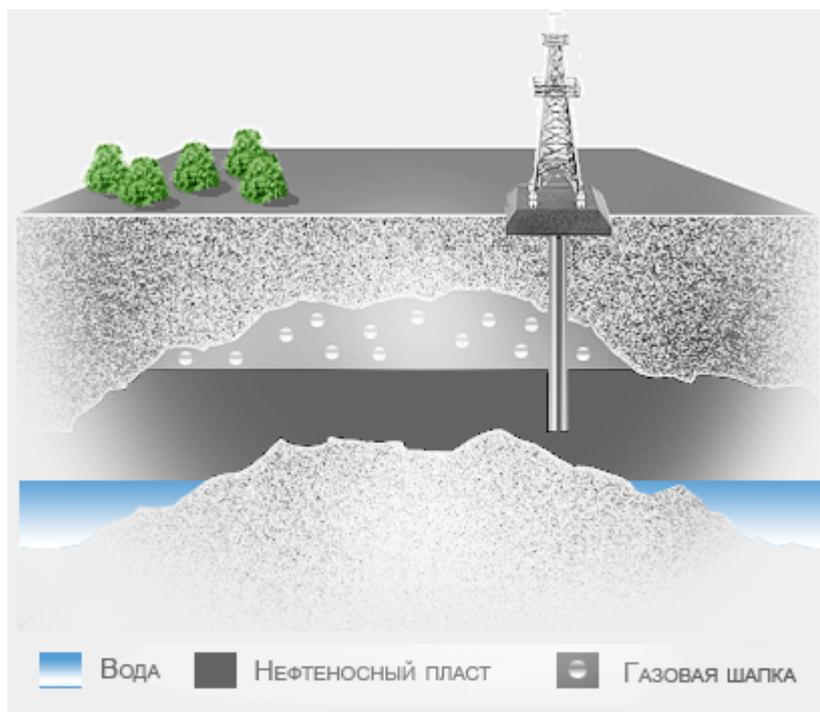
1. На основании теоретического анализа, оценить эффективность всех ранее изученных методов по проблеме вытеснения жидкости из ствола скважин, с применением водорастворимых поверхностно-активных веществ;
2. Провести экспериментальные исследования по эффективности пенообразования выбранного ПАВ;
3. Разработать состав улучшенного твердого пенообразователя;
4. Подобрать оптимальную установку для изготовления шашки.

# 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПО МЕТОДАМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

## 1.1 Виды механизированной добычи нефти

На раннем этапе, когда разработка месторождения только начинается, нефть максимально использует естественную энергию пласта, то есть движение к добывающей скважине осуществляется за счет перепада давления[19]. К внутренним резервам энергии пласта относят напоры пластовых вод и расширяющегося газа «газовой шапки» (рис. 1).

Когда нефть находится в материнском пласте под высоким давлением, то при вскрытии скважины происходит естественное фонтанирование нефти [7]. Со временем пластовое давление истощается, тогда эффект фонтанирования прекращается и возникает потребность в механизированной добычи нефти.



**Рисунок 1 - Продуктивные пласты**

В механизированном способе используются различного рода насосы [14]. Штанговые глубинные насосы впервые применялись на нефтяных скважинах в Америке в 1865 года, но в России, в это время, они не приобрели широкого распространения [16].

Установка работает следующим образом. Когда плунжер движется вверх, то жидкость под давлением закачивается через всасывающий клапан, заполняя полость цилиндра. Всасывающий клапан закрывается при ходе плунжера вниз [43], жидкость вынуждена сжиматься под плунжером: тогда открывается нагнетательный клапан. Следовательно, плунжер погружен в жидкость при открытом клапане. Плунжер преобразуется в поршень, и жидкость поднимается на высоту до 6 м. Накапливаемая жидкость достигает устья скважины и через тройник поступает в нефтесборную сеть.

Глубинные насосы подвергаются таким неблагоприятным воздействиям, как работа в агрессивной среде, в пульсационном режиме, подвергаются осаждению тяжелых веществ [32]. В результате чего снижается рабочая надежность насоса и ограничено их применение в глубоких скважинах. Хотя, у данных устройств имеется и неоспоримые достоинства - надежность и простота в обслуживании и ремонте [27].

Другой тип скважинных насосов - газлифт. Движущая сила - газ, выталкивающий нефть на поверхность по специальному каналу [46]. Сущность газлифта - газирование жидкости. Пониженное забойное давление достигается тогда, когда плотность газожидкостной смеси уменьшится с увеличением содержания газа.

При таком способе, газ нагнетается в место между эксплуатационной колонной и НКТ [1]. С открытием клапана, газ поступает в НКТ, вытесняя вверх жидкость. Различают безкомпрессорный и компрессорный газлифт, непрерывный и периодический газлифт.

Преимущества газлифта заключается [50] в надежности эксплуатации, в простоте обслуживания и ремонте, а также в применении на скважинах с большой кривизной. Однако, в противовес достоинствам, имеется и ряд недостатков, например:

- 1) неизбежность применения крупного наземного оборудования;
- 2) значительные расходы на начальных этапах, при этом, такой способ будет выгоден на крупных месторождениях;

3) вероятность возникновения стойких эмульсий в добываемой жидкости [53].

Плунжерный лифт, среди остальных методов механизированной добычи нефти, считается не самым популярным, однако, его применяют для удаления жидкости с забоя скважины [55]. По сути это устройство схоже с газлифтом: жидкость из скважины вытесняется за счет энергии нагнетаемого газа.

Под воздействием постоянно поступающего газа в фонтанную колонну, жидкость скапливается над трубным ограничителем. Компоненты плунжера - шар и втулка. Втулка, следующая за падающим шаром, доходит до трубного ограничителя и садится на шар. После чего начинается движение плунжера вверх. При этом шар закрывает проем втулки. Столб жидкости вытесняется газом. Когда уровень жидкости доходит до перфорированного патрубка на устье втулки, жидкость выбрасывается через линию сброса в сепаратор. Шар отбивается от втулки верхним амортизатором и падает в восходящем потоке газа. В след за шаром падает и втулка. Процесс возобновляется. Принцип действия такого плунжера называется с летающим клапаном [60].

В установках непрерывного действия плунжер все время находится в движении вверх-вниз по фонтанной колонне, а периодического действия - в течение некоторого времени задерживается на забое или на устье скважины.

Циклические сбои в работе плунжеров мешают широкому распространению данного типа насоса [45]. К преимуществам следует отнести: сокращение количества продувок скважин с выпуском газа в атмосферу; установка оборудования проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут.

## 1.2 Методы, повышающие нефтедобычу

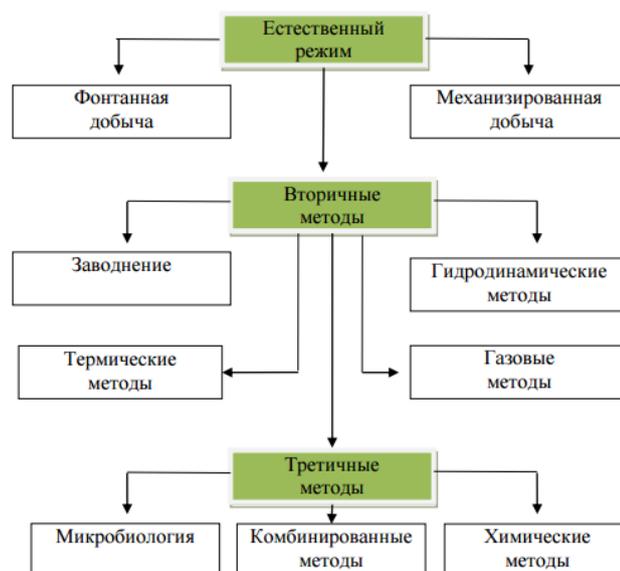
С целью удаления скважинной жидкости зачастую применяют продувки [42]. Сущность этого метода заключается в том, что для очистки забоя на замену промывочного раствора в скважину нагнетают такие газообразные агенты как, природный газ или сжатый воздух. Цикличность выполнения продувок может составлять от двух раз в неделю до двух раз в месяц [31], а длительность такой процедуры - от 30 минут до нескольких часов. Контроль расхода газа и его автоматическая регулировка - неперенные критерии для поддержания наилучшего режима циклической закачки.

Данный метод имеет преимущества по сравнению с промывкой жидкостью, например, улучшаются требования для бурения скважины в трещиноватых породах [28]. Но так же, продувки скважин способствуют усилению нежелательных процессов в ПЗП, что ограничивает применение этого метода для очистки [25].

Проблема удаление жидкости с забоя скважины разрешается путем внедрения физических и физико-химических методов.

Несомненно, что к нынешним способам повышения нефтедобыче предъявляются требования, такие как эффективность, цена и предельно возможная многофункциональность, обеспеченная научно обоснованным подходом к выбору технологий.

С целью повышения финансовой производительности исследования углеводородного сырья [2], уменьшения непосредственных капиталовложений, используются разнообразные методы увеличения извлечения нефти в период исследования месторождения (рис. 2).



**Рисунок 2 - Повышающие нефтедобычу методы**

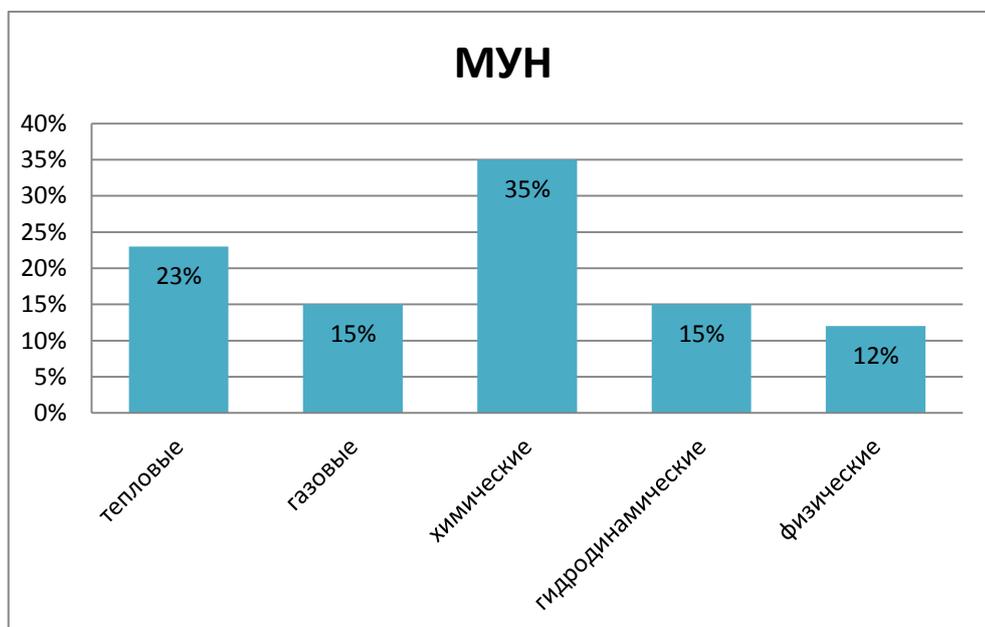
На первом этапе добычи нефти естественная энергия пласта, оно же пластовое давление, способствует эффективной нефтеотдачи. Под пластовым давлением подразумевают энергию растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки [11]. На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. В случае высокой обводненности скважин, применяются современные методы увеличения нефтедобычи [17]. Основные направления таких технологий представлены в таблице 1.

**Таблица 1 - Классификация технологий повышения нефтеотдачи**

Способы повышения нефтеотдачи	Сущность метода
термические	Введение в пласт энергии в виде тепла - пара. За счет уменьшения вязкости нефти, происходит ее передвижение к добывающей скважине
газовые	закачка природного газа, CO <sub>2</sub> , или N <sub>2</sub> в скважину для их смешивания с нефтью
химические	Закачка в пласт химических реагентов, таких как: ПАВ, щелочи, кислоты, полимеры

Различные МУН пребывают в разном состоянии изученности. К хорошо изученным методам относят закачку пара и полимерноезаводнение [18], подтвердившее свою эффективность. На стадии промышленных испытаний находятся такие методы как закачка углекислого газа, растворителей, внутрипластовое горение [20]. Все без исключения, перечисленные выше способы, характеризуются различной потенциальной возможностью повышения нефтеотдачи пластов.

Статистика применения в нашей стране МУН представлена на диаграмме (рис.3). Как видно, одним из приоритетных методов повышения нефтеотдачи пластов является химический метод, а именно, с использованием твердых и жидких ПАВ.



**Рисунок 3 - Диаграмма методов повышения нефтеотдачи**

### **1.2.1 Критерии применимости МУН**

Результативность применения третичных способов будет зависеть от геолого-физических условий месторождений, и на стадии промышленного испытания возможна проблема в выборе наиболее подходящего. Для отдельного метода есть такие критерии применимости, предопределяющие реализуемость процесса.

Однако существуют такие общие критерии, которые являются определяющими в рациональном выборе всех рассмотренных выше способов, к ним относятся:

1) трещиноватость коллектора, которая приводит к опережающему прорыву закачиваемых дорогостоящих агентов [12] в добывающие скважины и снижает охват и нефтеотдачу пласта;

2) высокая газонасыщенность - неблагоприятна для всех методов, так как нагнетаемые химические агенты (воздух, сжатый газ, ШФЛУ) будут стремиться в область с высокой проводимостью, то есть, в газовую шапку;

3) высокая водонасыщенность нефтяного пласта (более 65-70%) [51] не позволяющая применение большинства методов по экономическим причинам, так как затраты на подготовку и закачку вытесняющих агентов не компенсируются дополнительно добытой нефтью;

4) высокая вязкость нефти (более 50 мПа·с), исключающая применение большинства методов за счет большого содержания серы, парафина, асфальтенов, смол;

5) высокая глинистость коллектора (содержание глин - более 10%) снижает эффективность применения всех физико-химических методов из-за большой адсорбции химических продуктов и обеднения закачиваемых растворов;

6) высокая жесткость пластовых вод, и тех вод, используемых на приготовление растворов закачиваемых реагентов (щелочи, ПАВ, полимеров) [26], резко снижает результативность применения почти всех физико-химических методов. Содержание в воде  $\text{Ca}^{2+}$   $\text{Mg}^{2+}$  способствует образованию осадков, что так же негативно влияет на нефтеотдачу.

Совокупность критериев создает многовариантную задачу, решаемую лишь при конкретном изучении и технико-экономическом анализе.

Множества лабораторных исследований и промышленных испытаний позволили собрать необходимые знания и представления о тех критериях, определяющие свойства пластовой нефти и других элементов (таблица 2) с

целью успешного применения современных методов увеличения нефтеотдачи [54].

**Таблица 2 - Критерии применимости МУН**

Параметры	Закачка CO <sub>2</sub>	Водогазовые смеси	Полимерное заводнение	Закачка ПАВ
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<15	<25	5-100	<25
Нефтенасыщенность, %	>30	>50	>25	
Пластовое давление, Мпа	>8	Не ограничено		
Температура пласта, °С	Не ограничена		<70	
Трещиноватость и газовая шапка	Не благоприятна			
Соленость пластовой воды, мг/л	-	<2	<20	
Жесткость воды	-	Не благоприятна	Не благоприятна	Не ограничена

### **1.2.2 Технологии вытеснения воды из скважин на основе ПАВ**

Ввод пенообразователей в скважины осуществляют в жидком, в виде раствора, и в твердом, в виде стержней. Несмотря на это, каждый из методов имеет свои плюсы и минусы.

Известен способ ввода пенообразователя - в затрубное пространство скважины в виде растворов различной концентрации [40]. Ввод жидкого пенообразователя в скважину осуществляется непрерывно или периодически. Непрерывная подача поверхностно-активного вещества осуществляется самотеком из емкости или используются различные насосные установки. Для периодической подачи жидких поверхностно-активных веществ в скважины применяются цементировочные агрегаты ЦА-100 или ЦА-320 или используется ингибиторная установка УИ-1 [47].

Наиболее близким по достигаемому результату способу подъема жидкости с забоя газоконденсатных скважин, является способ удаления жидкости с забоя скважин с использованием твердых пенообразователей [39]. При этом подача реагента производится в трубки. Для ввода твердых пенообразователей в скважину применяется специальное устройство - лубрикатор, который устанавливается на буферной задвижке. Использование данного способа упрощает ввод поверхностно-активных веществ, и удешевляет стоимость одной операции.

Третий способ заключается в использовании жидких и твердых пенообразователей одновременно. Сущность заключается в том, что обработку скважины производят путем отдельного одновременного воздействия на две зоны обработки двумя типами поверхностно-активных веществ: жидкими поверхностно активными веществами - в затрубное пространство скважины и твердыми поверхностно-активными веществами - в трубное пространство скважины.

Технический результат при осуществлении данного метода возможен благодаря эффекту усиления действия одного поверхностно-активного вещества (жидкого поверхностно-активного вещества) при использовании другого поверхностно-активного вещества (твердого поверхностно-активного вещества). Предлагаемый технологический способ обработки скважины позволяет наиболее эффективно удалять пластовую жидкость из скважины, что показывают результаты промысловых испытаний.

Негативное влияние массового использования поверхностно-активных, заключается в образовании устойчивых пенных составов [6], которые осложняют работу оборудования, снижая при этом качество подготовки газа. Для того, что бы этого не допустить, следует предусмотреть возможность разрушения пены. Вводя специальные химические реагенты в пенные системы, они содействуют пеногашению. Гидрофобные пеногасители наиболее эффективные, так как при вводе их в пенную систему достигается наилучший результат [13].

Таким образом, разрешение проблем, нацеленных на предотвращение скопления жидкости и ее устранения, представляет собой немаловажную задачу.

К числу подобных задач необходимо отнести:

- 1) разработка твердых пенообразователей нового состава для удаления жидкости из ствола скважин;
- 2) разработка установки для их производства.

Решению перечисленных задач посвящена настоящая работа.

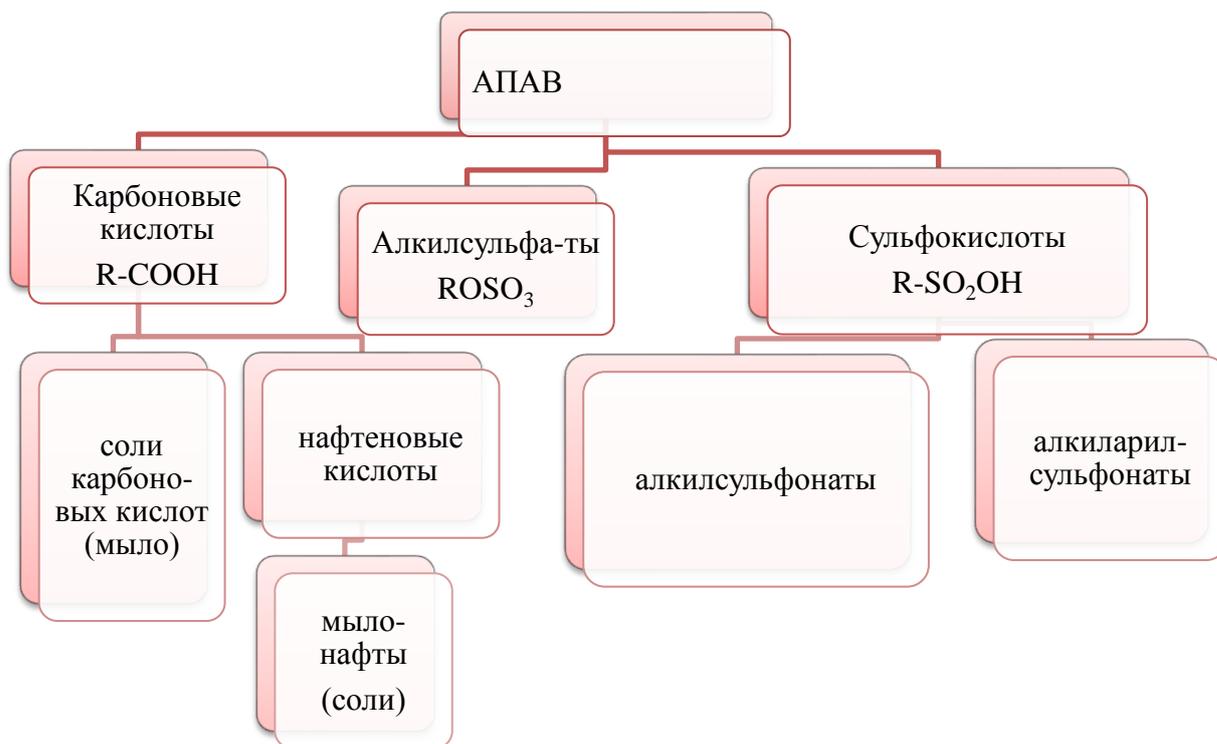
## **2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПАВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ВОДЫ ИЗ СТВОЛА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

### **2.1 Изучение основных ПАВ, используемых в процессе устранения воды из нефтяных скважин**

В нашей странеобширно используется химический метод увеличения нефтеотдачи, с помощью поверхностно-активных веществ (ПАВ). Присутствие поверхностно-активных веществ в обводненной скважинеусиливает процесс пенообразования, с которой жидкость выносятся на поверхность скважины потоком газа. Подобные химические соединениясодержат от одного до нескольких гидрофобных радикалов и гидрофильную категорию [15]. Они сосредотачиваются на межфазных поверхностях раздела фаз и в силу своих свойств меняют особенности системы[23].

Перечень ПАВ, применяемыхс целью удаления глубинной жидкости, довольно обширен (анионактивные, неионогенные, катионактивные и амфолитныевещества), однако максимальное распространение приобрели анионактивные и неионогенные поверхностно-активные вещества.

Анионактивные вещества составляют значительную часть мирового изготовленияповерхностно-активных веществ. Такие вещества содержат в молекуле полярные группировки, сопряженные с неполярной углеводородной цепью, а диссоциируя, образуютотрицательно заряженныеанионы[29]. На рисунке 4 указаны основные классы.



**Рисунок 4 - Классификация АПДВ**

В нефтяной индустрии распространены такиеанионоактивные ПАВ как: представители класса алкилсульфата - моющие средства типа «Прогресс», реагент сульфонат, состоящий из смеси натриевых солей с остатками алкильной группы(C12-18); сульфанола модификаций НП-3,ДР-РАС, азоляты. А и Б; нейтрализованный черный контакт (НЧК) - соли водорастворимых сульфокислот, получаемых при сульфировании тяжелых дистиллятов серной кислоты [21].

НЧК длительный период был практически одним единственнымдеэмульгатором, применявшимся в отечественной нефтяной индустрии. Его эффективность мала, поскольку его расход при полной подготовке нефти к переработке составляет всего 4 - 10 кг/т нефти.

Алкиларилсульфонат, как сульфанола с несколькими модификациями, изготавливается, как правило, в порошкообразном варианте, так и виде концентрированного раствора[9]. Результативен в растворах с низкой минерализациейобширно применяется в разных научно-технических действиях в Российской Федерации и за границей.

В водных растворах катионоактивные ПАВ распадаются на углеводородный азотсодержащий катион и неорганический анион [30]. Акцентируются следующие категории КПАВ: амины, четвертичные аммониевые основания, окиси аминов (ДОН-52, Нефтенол-ГФ, КатаминАБ, Катапин Б-300) [45]. Более известны катапины А и К, карбозолин О и катамин А.

Катионоактивные ПАВ используются в основном как добавки к дистиллятам и как ингибиторы кислотной коррозии различного оборудования [48]. В отличие от иных поверхностно-активных веществ, КПАВ производится меньше.

Амфолитные ПАВ, включающие в молекулу основные и кислотные группы, не приобрели значительного распространения из-за трудности получения (приблизительно 2 % от общего объема).

Исходя из названия неионогенных ПАВ - это единственный класс поверхностно-активных веществ, которые при диссоциации не распадаются на ионы. Синтезируются данные вещества из органических кислот, а также, спиртов, аминокислот с окисью этилена или пропилена [64]. Группы НПАВ различаются в зависимости от строения углеводородного радикала, например, оксиэтилированные производные жирных спиртов, кислот, алкилфенолов, а также сополимеры окисей этилена и пропилена [4], товарные формы которых типа ОКСИ-ФОС, ОЖК, ОС, АФ, ОП, Проксанол и др.

В ходе обезвоживания нефти более обширно применяют следующие неионогенные ПАВ:

1. Оксиэтилированные алкилфенолы (ОП-10, ОП-7) - жидкие реагенты светло-желтого до светло-коричневого цвета [3]. Поставляются потребителям в металлических бочках вместимостью до 300 л.

2. КАУФЭ-14 и УЭФ-8 — продукты, получаемые на базе технических фенолов, выделяемых из продуктов переработки каменного угля и сланцев.

Расшифровка реагентов - К - крекинг, АУФ -алкилированные угольные фенолы, Э - окись этилена.

3. Химический реагент ОЖК -оксиэтилированные жирные кислот - продукт конденсации окиси этилена с жирными кислотами, получаемый при окислении парафина[33].

НПАВ на основе окиси этилена приобрели максимальное продвижение [49]. Блок-сополимеры с высоким молекулярным весом обладают самой высокой пенообразующей способностью в минерализованных растворах с высоким содержанием  $\text{Ca}^{2+}\text{Mg}^{2+}$ . Успешные результаты выявили использование блок-сополимеров окисей этилена и пропилена с целью вытеснения высокоминерализованных вод газоконденсатных смесей [52].

Получение ТП проводят путем смешения растворителя, антикоррозионной добавки и блок-сополимеров окисей олефинов на основе многоатомного спирта типа ДЭГ или ДПГ и/или амина ТЭА [36]. Соотношение оксида этилена-20 мас.% и оксида пропилена - 80 мас. %.

Пенообразователь, полученный этим способом, не обеспечивает удовлетворительное обезвоживание тяжелых сернистых нефтей. Другим существенным недостатком является низкая температура помутнения, что не позволяет эффективно использовать данную разработку в процессах нефтепереработки [65].

Исходя из вышеизложенного - использование АПАВ более продуктивно вытесняет жидкость, чем НПАВ, из ствола скважины. Пенообразование при использовании их значительно выше, а так же эффективнее в широком температурном интервале [24].

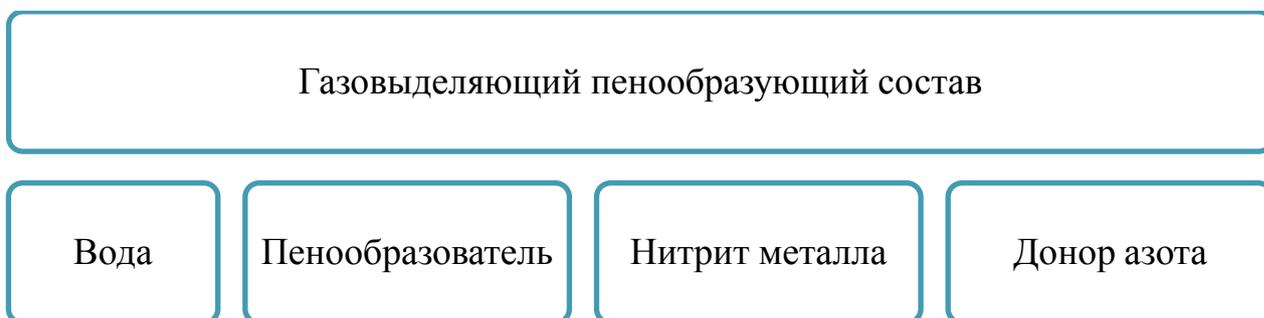
Исследуя составы существующих пенообразователей, используемых при освоении скважин и удалении пластовой жидкости, можно сделать выводы что, использование ПАВ дает возможность уменьшить или устранить отрицательное действие условий, осложняющих технологические процессы добычи [22] нефти, однако, проблема заключается в подборе приемлемого

ПАВ, поскольку эффективность удаления жидкости зависит от свойств пенообразователя и ввода ПАВ в удаляемую жидкость.

## 2.2 Анализ действующих патентов по теме исследования

Все рассмотренные изобретения относятся к нефтегазодобывающей промышленности, предназначенные для удаления воды из нефтяных скважин, а также для плавного притока нефти из пласта.

В каждом анализируемом патенте, способ удаления жидкости из скважины заключается введением в скважину пенообразующего и газообразующего веществ, с последующим растворением в пластовой воде, образование пены и газа и замещение жидкости в скважине на пену [57].



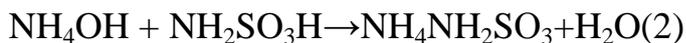
**Рисунок 5 - Составные компоненты шашек**

Для пенных обработок применяются газвыделяющие пенообразующие составы, состоящие из двух и более реагентов (рис.5), взаимодействующих друг с другом с выделением газообразных продуктов и образованием пены, в частности Азот Генерирующие Составы (АГС), основанные на взаимодействии донора азота и нитрита щелочного или щелочноземельного металла в кислой среде. В качестве донора азота могут выступать аммиак, соли аммония, гидразин, мочевины и их производные. Реакция АГС приводит к образованию соли металла, воды и газообразного азота[58], например:

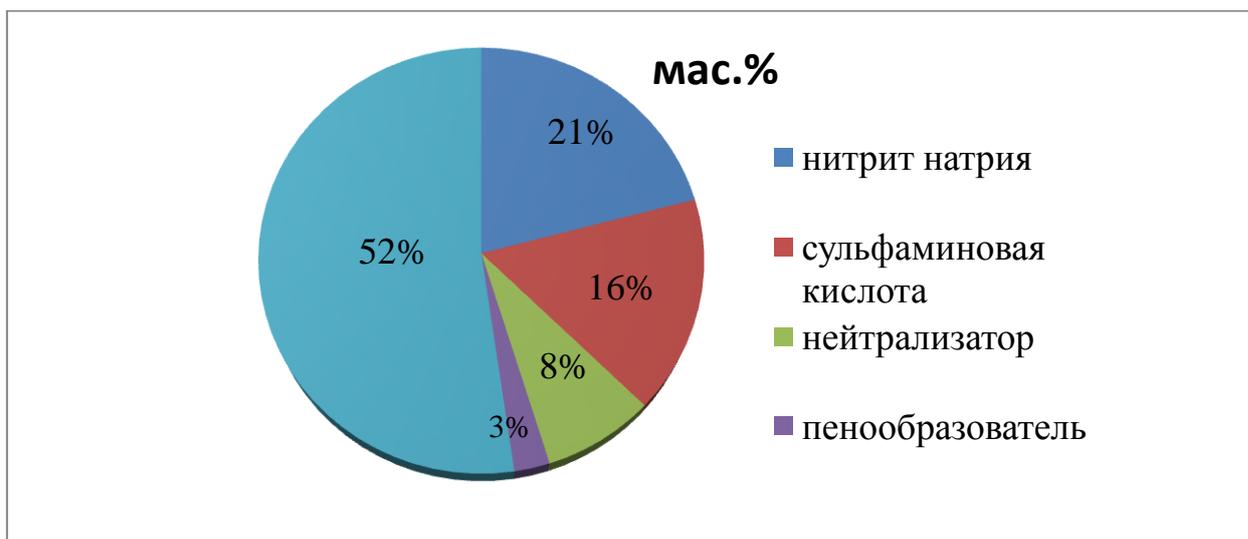
$$\text{NH}_4\text{Cl} + \text{NaNO}_2 \rightarrow \text{NaCl} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{N}_2(\text{Газ, Пена}) \quad (1)$$

Использование чистой сульфаминовой кислоты нежелательное действие, поскольку такой состав коррозионно-агрессивный, а его присутствие в компоненте снижает пенообразующую способность. Используя в качестве нейтрализатора технический водный аммиак либо гидрокарбонат

аммония, позволит снизить коррозионную агрессивность кислоты, и повысить эффективность пены, как показано в реакциях 2 и 3.



В качестве пенообразователя может применяться любое поверхностно-активное вещество, при этом играя роль ингибитора коррозии. Водорастворимые полимеры можно использовать в качестве стабилизатора пены, например, полиакриламид (ПАА) [38].



**Рисунок 6 - Диаграмма состава ТП**

В составе, изображенном на рисунке 6, используются дешевые неорганические реагенты, продукты реакции не образуют трудно растворимых соединений, не влияют на дальнейшую подготовку нефти, а также технологически и экологически безопасны.

К недостаткам данного состава можно отнести следующее: снабжение на забой скважин в виде растворов, устойчивость пены такого химсостава намного меньше той, чей пенообразующий состав, созданный в форме шашек.

В третьем примере - изучен способ удаления жидкости из пласта, включающем введение самогенерирующего, пенообразующего состава на забой скважины в виде твердых шашек двух типов различных по составу [41]. Основу шашки одного типа составляет нитрит щелочного металла, основу

шашки другого типа - сульфаминовая кислота, шашки обоих типов содержат неионогенное поверхностно-активное вещество ПАВ и утяжелитель: хлористый натрий или хлористый калий в количестве.

Эффективность удаления жидкости из скважины осуществляется за счет технологичности способа: с увеличением плотности шашек увеличивается скорость и время доставки шашек на забой скважины и объем жидкости, вытесненный из скважины определенным количеством шашек.

Шашки последовательно доставляются на забой скважины: вначале шашки с нитритом щелочного металла, затем шашки с сульфаминовой кислотой в равном количестве по массе, затем дается выдержка для генерации азота и образования пены 1,5-2 часа и скважина пускается на самоизлив[34].

Таким образом, предлагаемый способ удаления жидкости из скважины имеет следующие преимущества:

- 1) отсутствие техники и бригады для проведения операции поршневания - экономичность способа;
- 2) сохранение концентрации компонентов в нужном интервале на забое скважины;
- 3) последовательная доставка двух типов шашек с плотностью не менее  $1,8 \text{ г/см}^3$  в течение 1-2 часов на забой скважины;
- 4) высокая пенообразующая способность предлагаемого самогенерирующего пенообразующего состава и высокая степень выноса жидкости из скважины.

Оптимальным по технической сущности является способ удаления жидкости из скважины, в состав которого вошлисульфонол - в качестве пенообразующего вещества, инициатор реакции сульфаминовая кислота, а водорастворимое пенообразующее вещество дополнительно содержит поверхностно-активные вещества типа неонол АФ 9-12. Предложено, что удаление жидкости из скважины осуществляют в два этапа (рис.7).



**Рисунок7 - Этапы по удалению жидкости из ствола скважины**

При рассмотрении этого метода были выявлены такие недостатки, как дорогостоящее поршневание; выделение в результате реакции углекислого газа, который будет находиться частично или полностью в растворенном состоянии; низкая плотность пенообразующих стержней; длительное время доставки на забой скважины [44].

### **2.3 Условия создания пены**

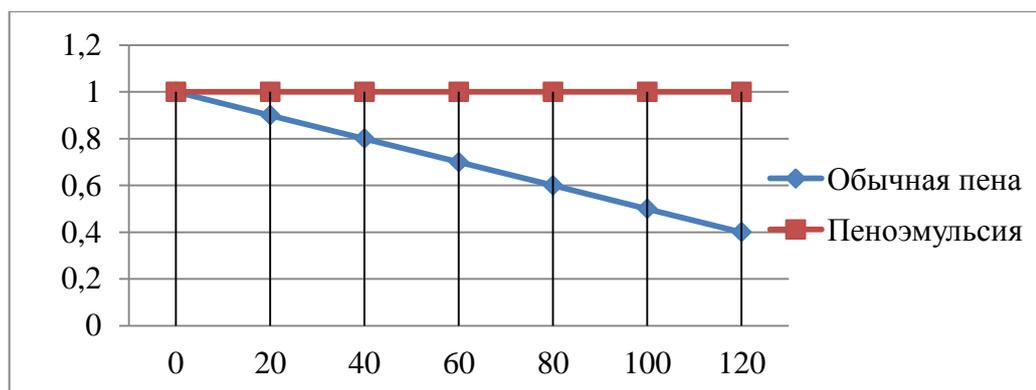
Эмульсии и пеноэмульсии - это основные типы систем, образующиеся при вводе ПАВ в скважину. Исследования, проводившиеся при вспенивании пенообразующей жидкости, позволили выделить два типа пенообразующих систем - обычные и конденсированные пеноэмульсии, отличные друг от друга по характеру разрушения.

В первом случае, разрушение столба пены реализуется в процессе коалесценции с последующей стадией - гравитационного синергизиса, при котором вытекание жидкости из межпленочного пространства происходит в виде эмульсии.

В другом случае, когда разрушение столба пены резко замедляется, за счет взаимодействия адсорбционных слоёв на поверхности пузырьков воздуха и глобул углеводорода, то при сжатии происходит выделение не эмульсии, а избыточного водного раствора ПАВ [35].

На рисунке 8 представлены кривые изменения относительной высоты столба пеноэмульсии во времени. Снижение относительной высоты столба пены происходит фактически сразу в случае формирования обычной

пеноэмульсии. В тоже самое время, при образовании конденсированной эмульсии в течение двух часов исследуемый параметр остается неизменным.



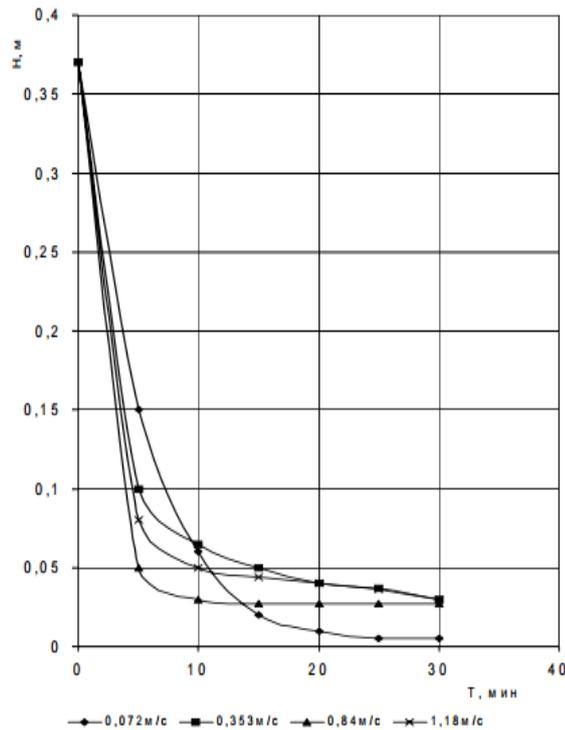
**Рисунок 8 - Диаграмма изменения высота столба пены во времени**

То есть, образование обычной пеноэмульсии не даёт нужного эффекта, а конденсированные эмульсии обеспечивают полное взаимодействие между адсорбционными слоями на поверхности пузырьков воздуха и глобул УВ, тем самым замедляя процесс синерезиса и уменьшение объёма пены.

Нужно узнать какие критерии действуют на свойства пеноэмульсионных систем, и какие их качества будут определяющими при выборе ПАВ в промысловых значениях

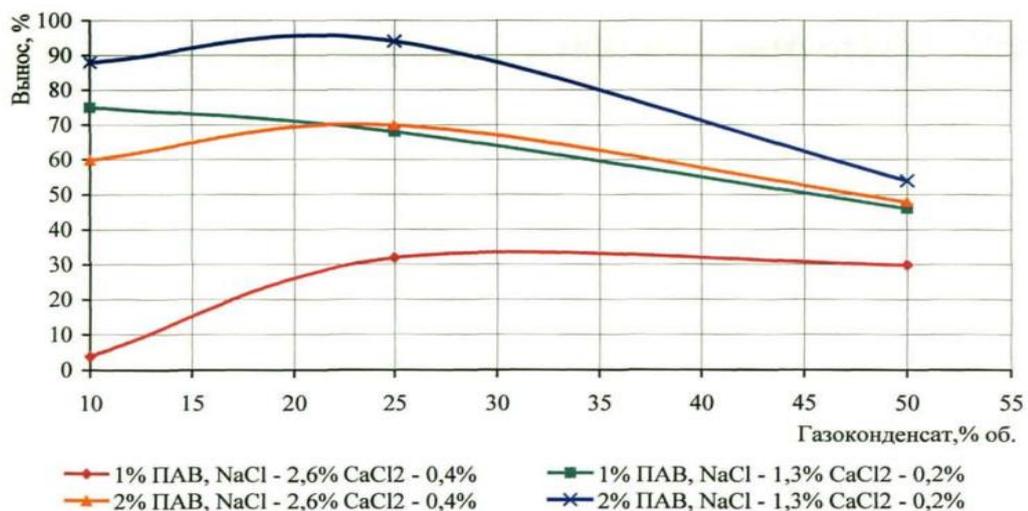
Рисунок 9 показывает, как влияет скорость воздушного потока на вынос жидкости из скважин. При увеличении воздуха не весь поток присутствует в процессе пенообразования, частично проскальзывает и получается срыв пенообразования. Для равномерного выноса воды из скважин рекомендуемая скорость до 0,3 м/с [56].

В слабоминерализованных смесях поведение АПАВ почти равно НПАВ, но пенообразующие свойства у АПАВ больше и срыв пенообразования у них наступает при больших скоростях, чем у НПАВ.



**Рисунок 9 - Динамика выноса жидкости в зависимости от скорости восходящего потока**

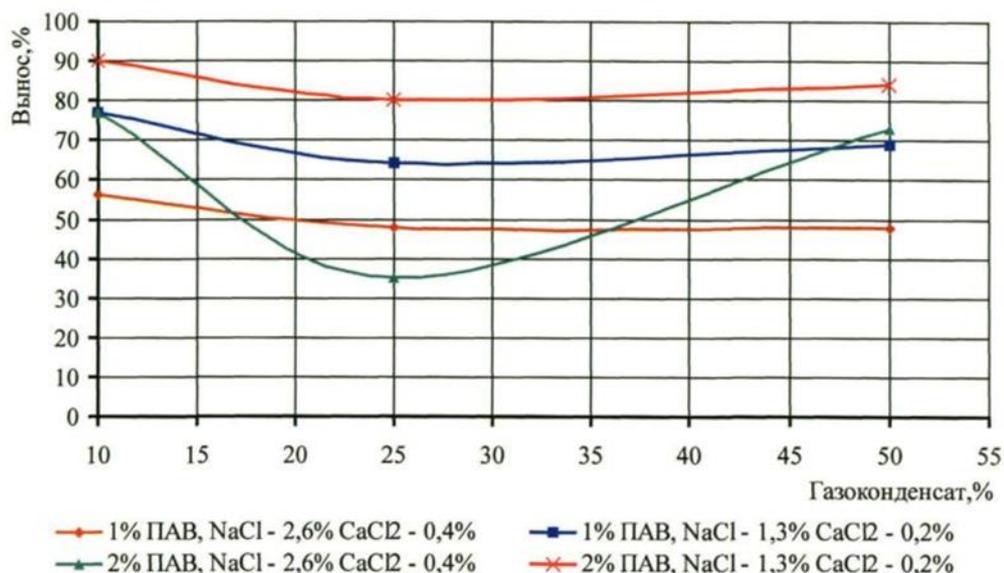
Низкая способность к пенообразованию наступает при концентрации ПАВ < 1% после чего, жидкость из скважины не выносится. Вынос жидкости происходит в основном при 1% и 2% ПАВ, причем разница в выносе между составами с такой концентрацией ПАВ существенна (рис. 10) [61].



**Рисунок 10 - Выносящая способность ПАВ в зависимости от содержания газоконденсата при  $v=0,07$  м/с**

В зависимости от скорости воздушного потока, концентрации ПАВ и минерализации вод, происходит влияние содержания газ конденсата на выносящую способность составов. Хуже всего выносятся составы, содержащие всего 10% газоконденсата при низкой скорости воздушного потока; улучшения заметны в пределах от 25% до 50%, а при 50 %-ном опять снижается.

Степень вовлечения количества газоконденсата в эмульгировании хорошо просматривается по ходу кривой 1% ПАВ. Содержание газоконденсата фактически не влияет на процент выноса при скорости 1,18 м/с (рис. 11). Увеличение концентрации ПАВ и снижение минерализации (кривая NaCl - 1,3% , CaCl<sub>2</sub> - 0,2%) вынос жидкости возрастает.



**Рисунок 11 - Выносящая способность ПАВ в зависимости от содержания газоконденсата при  $v=1,18$  м/с**

Опасение вызывает и неустойчивость эмульсии, которая может привести к пеногашению. При движении по стволу скважины эмульсия будет разрушаться, и выделяющийся газоконденсат будет гасить находящуюся ниже по стволу пену.

Состав углеводородной фазы гидрофобных частиц, так же оказывает большое влияние на пенообразующие свойства ПАВ, которые приводят к пеногашению.

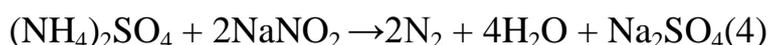
Для достижения поставленной задачи, выявлено, что в качестве активного пенообразователя выбран АПАВ, который обеспечит эффективность образования пеноэмульсии и как следствие, удаление жидкости. Исследования эффективности различных поверхностно-активных веществ, представленных в этом разделе, послужили основой для подбора состава твердого пенообразователя.

### 3. РАЗРАБОТКА СОСТАВА ГАЗООБРАЗУЮЩЕЙ ШАШКИ

В соответствии с проведенным патентным анализом, можно сделать вывод, что для производства твердых пенообразователей пригодны как неионогенные ПАВ, так и анионоактивные, вещества.

Задача заключалась в исследовании возможности использования в качестве вытесняющих нефть неорганических компонентов в смеси с экологически безопасным хозяйственным мылом.

Получение пены было достигнуто путем химической реакции газовыделения при взаимодействии нитрита натрия, сульфата аммония в присутствии стеариновокислого натрия. В качестве газонасыщающего агента в этом составе является инертный газ азот, образующийся в результате химической реакции:



#### 3.1 Требования к сырью, применяемые для разработки состава твердого пенообразователя

При разработке состава твердого пенообразователя использованы следующие компоненты: стеарат натрия, нитрит натрия ГОСТ 4197-74, аммоний сернокислый ГОСТ 3769-78.

Стеарат натрия ( $\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{COONa}$ ) - это не только экологически чистая продукция, но и самый экономичный из всех выше рассмотренных ПАВ. От туалетного мыла хозяйственное отличается содержанием кислот и щелочей. Благодаря достаточно высокому уровню содержания щелочей в составе, у него есть высокий показатель водородности - рН 11- 12. В соответствии с ГОСТ30266-95 хозяйственное мыло подразделяется на три категории в зависимости от содержания жирных кислот: I категория должна иметь не менее 70,5 % жирных кислот, II категория - 69,0 %, III - 64,0%.

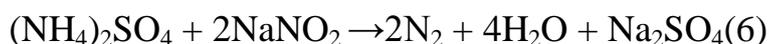
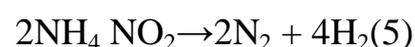
Нитрит натрия ГОСТ 4197-74Ч-кристаллообразный (от светло-желтого до белого) порошок. Имеет хорошую гигроскопичность и быстро растворяется в воде.

Аммоний серноокислый ГОСТ 3769-78 ХЧ-кристаллы ромбической системы пл. 1,769 г/см<sup>3</sup>, хорошо растворимы в воде (43 % при 20°C), при 355°C разлагаются на аммиак и кислую соль.

### 3.2 Методика эксперимента по разработке газообразующего ТП

Комплекс экспериментальных исследований проводился с целью установления оптимального содержания компонентов в газообразующей шашке.

Одним из способов получения твердого пенообразователя является сплавление веществ. В данной работе применяются два твердых, порошкообразных компонента, которые при плавлении выделяют газ (азот). Неполярный газ (азот) имеет высокое давление насыщения в воде, поэтому большая часть его будет находиться в газообразном состоянии даже при использовании в глубоких скважинах. В качестве связующего элемента было выбрано хозяйственное мыло. В основе азотгенирующей системы лежит химическая реакция разложения нитрита аммония:



Определили необходимое количество - 26,4 г сульфата аммония.

Исходя из основного уравнения реакции, была подсчитана навеска нитрита натрия - 27,6 г.

$$m \text{NaNO}_2 = \frac{2,0 \cdot 69,0 \cdot 26,4}{132,1} = 27,6 \text{ г}$$

Взвесили на аналитических весах массы двух компонентов. Хозяйственное мыло довели до состояния крошки, смешали до однородности три компонента в ступке при помощи пестика.

Исследование проводили на установке, представляющей собой U-образные стеклянные трубки, подсоединённые резиновой трубкой к колбе с отводом (рис. 12).



**Рисунок 12 - Устройство для вытеснения жидкости**

Методика эксперимента заключается в следующем: в колбу загрузили смесь (рис. 13), состоящую из трёх компонентов, нагревая в водяной бане, заданная температура поддерживалась теплоэлектронагревателем.



**Рисунок 13 - Загрузка реагентов в колбу**

Общее время проведения эксперимента составило 35 минут. Измеряя каждые 5 минут показания количества выносимой жидкости, данные заносились в журнал, представленные в таблице 4.

**Таблица 4 - Результаты испытаний**

№ опыта	Количество выносимой жидкости,							
	мл							
1.	51,3	52,0	52,8	54,6	55,0	55,4	55,8	56,6
время, мин	0	5	10	15	20	25	30	35
2.	47,9	48,4	56,8	61,2	64,6	66,9	67,8	69,0

По результатам первого испытания, в отсутствие воды, газ с трудом вытеснял жидкость, при расчёте получился низкий выход.

В следующем опыте добавляли небольшое количество навески водой в колбу с отводом, нагревали исследуемую смесь до 70°C. Начальная отметка жидкости установки - 47,9мл. К концу опыта, газ вытеснил жидкость до отметки 69мл. Теоретический выход азота по уравнению Менделеева — Клапейрона:

$$PV = nRT \quad (7)$$

$$V = \frac{nRT}{\rho}; \quad (8)$$

$$V = \frac{0,4 \cdot 8,314 \cdot 293}{101,32} = 9,6165 \text{ л}$$

Вычислили объём жидкости для рассчитанной навески:

$$x = \frac{(9,6165 \times 10)}{124} = 0,7755 \text{ л} = 77,55 \text{ мл}$$

Полученный выход N<sub>2</sub> составил:

$$\eta_{N_2} = \frac{69}{77,55} \cdot 100\% = 89\%$$

Дальнейшие исследования проводились с нефтью Байтугановского месторождения, расположенного на территории двух субъектов Российской Федерации: в пределах Северного района Оренбургской области,

Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области, в 60 км севернеег. Бугуруслан.

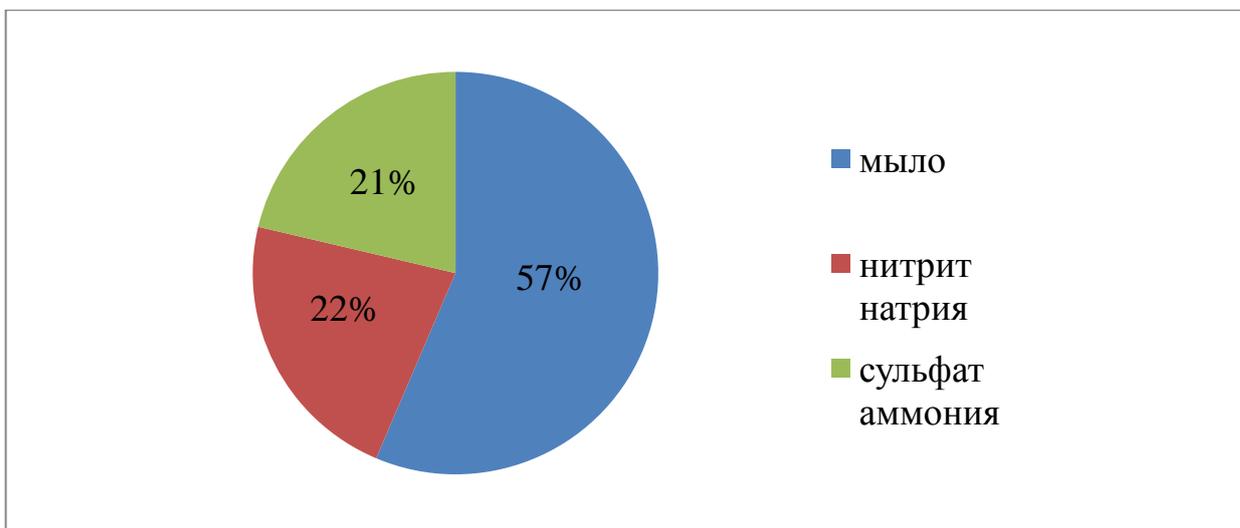
Необходимо проверить эффективность пенообразования полученной «шашки» в испытании с нефтью. Брались соотношения нефть-шашка 1:1, 1:2, 1:3. Данные испытания оказались удовлетворительными, что видно на рисунке 14. Помимо выносящей способности твёрдого пенообразователя, было показано, что данная шашка проявляет деэмульгирующую способность при водонефтяной эмульсии. Поскольку в малых объёмах нефти содержится очень мало воды, и трудно различить расслоение нефть-вода, то при ее избытке в образце нефти становится хорошо заметно разделение слоёв нефть-вода как показано на рисунке 13.



**Рисунок 14 - Пенообразование в образце нефти.**

### **3.3 Результат эксперимента**

В результате проведенных работ, был разработан состав твердого пенообразователя с газообразующим агентом, включающий (мас %) АПАВ - стеарат натрия; нитрит щелочного металла, сульфат аммония - указанный на рисунке 15.



**Рисунок15 - Состав полученного твердого пенообразователя**

Состав так же содержит дополнительно воду.

Таким образом, удалось получить продукт, в котором использовались дешевые экологически безопасные неорганические реагенты, в превращении которых не образовались труднорастворимые соединения. Газообразующая шашка показала высокую способность к пенообразованию, следовательно, поставленные задачи в данной бакалаврской работе разрешились.

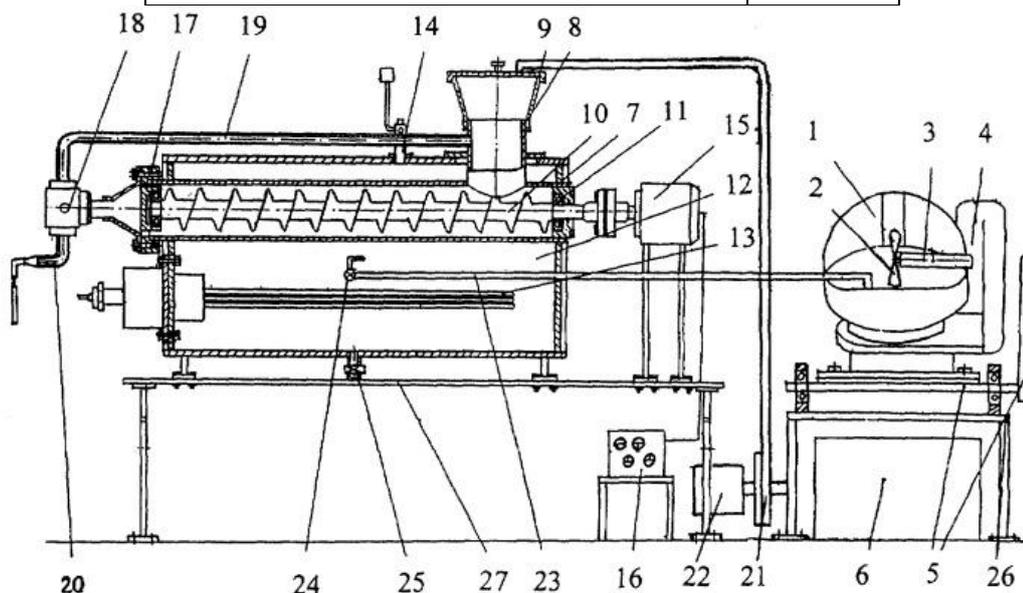
### **3.4 Технологическое оформление аппарата, выпускающий ТП**

Предлагаемая установка состоит из двух блоков: блок предварительного приготовления и формовочный блок (рис. 16). Блок предварительного приготовления пенообразователя- это смесительная емкость, оснащенная парой ножей. Ножи, установленные на горизонтальном валу редуктора, позволяют вращаться в горизонтальной плоскости. Рукоятка, находится в нижней части ёмкости, и обеспечивает выгрузку смеси в накопительную емкость.

Формовочный блок - это полый цилиндрический корпус с люком загрузки и крышкой. Установленный электронагреватель вместе с предохранительным клапаном внутри ресивера позволяет автоматизировать регулирование температуры (100°C). Через ресивер подается горячая вода в смесительную емкость.

В смесительную емкость, для создания 20 кг смеси шашки загружают компоненты, кг:

Нитрит щелочного металла	4,5
Аммоний сернокислый	4,2
АП АВ	11,3



**Рисунок 16. - Установка для изготовления стержней**

1 - смесительная ёмкость, 2 - ножи, 3 - горизонтальный вал, 4 - редуктор, 5 - рукоятка, 6 - накопительная ёмкость, 7 - цилиндрический корпус, 8 - загрузочный люк, 9 - крышка, 10 - шнек, 11 - подшипники, 12 - ресивер, 13 - электронагреватель, 14 - предохранительный клапан, 15 - электродвигатель, 16 - частотный преобразователь, 17 - перфорированная крышка, 18 - трёхходовый кран, 19 - байпасная линия, 20 - формовочная труба, 21 - загрузочная линия, 22 - центробежный насос, 23 - гибкая система, 24 - кран для подачи горячей воды, 25 - кран для заполнения ресивера, 26, 27 - металлические стволы.

Данная установка приводится в работу с началом заполнения водой ресивера. Включенный электронагреватель, поддерживает заданную температуру воды. Далее в смесительную ёмкость загружают компоненты, закрывают крышкой и включают редуктор для вращения емкости и ножей.

Благодаря вращению в горизонтальной плоскости достигается интенсивность перемешивания и обеспечивается гомогенность смеси твердого пенообразователя. Процедура перемешивания составляет около 30 минут.

Далее, полученная смесь складывается в накопительную емкость благодаря рукоятке. Из накопительной емкости смесь поступает по загрузочной линии, оснащенной центробежным насосом, в загрузочный люк блока формования. Работа шнека имеющего электропривод, управляется частотным преобразователем, устройством, способным изменять частоту вращения шнека в любом диапазоне. В нашем случае, частота вращения составит 20 об/мин. При переключении рукоятки гомогенная смесь поступает в формовочную трубу и далее выдавливается в виде твердых стержней-пенообразователей.

### **3.5 Экономическая целесообразность использования пенообразователя**

Сравним экономичность поставок компонентов, входящих в состав разработанного твердого пенообразователя и аналога (НПАВ).

Для производства представляемого пенообразователя с использованием АПАВ требуется:

1. Сульфат аммония ТУ 2181-060-00205311-2014 - поставщик ООО «ТД КуйбышевАзот» г. Тольятти - 9.640 руб./т;
2. Нитрит натрия технический ГОСТ 19906-74 - поставщик «Спец-Комплект» г. Нижний Новгород - 28.000 руб./т + доставка в г. Тольятти - 1125 руб./т. Итого - 29.125 руб./т;
3. Мыло хозяйственное 72% (мыльная стружка) поставщик ООО «Синтеко-Центр» г. Тольятти - 30.000 руб./т.

Для производства 1 тонны шашек потребуется:

Сульфата аммония - 21%	$0,21 \text{ т} * 9640 = 2024,40 \text{ рублей}$
Нитрита натрия - 22%	$0,22 \text{ т} * 29125 = 6407,50 \text{ рублей}$
Хозяйственного мыла -57%	$0,57 \text{ т} * 30000 = 17100 \text{ рублей}$
Итого	25531,90 руб./т

Изготовление стержня массой 2,5 кг в предлагаемом аппарате составит 64 рубля материальных затрат за штуку.

Что бы сравнить экономичность разработки предъявленного пенообразователя, сравним его с материальными затратами аналога на основе неионогенного ПАВ ОП-10.

Для производства 1 т аналога потребуется:

1. НПАВ ОП-10, поставщик ТПО «Базовый Ресурс» г. Москва 68.000 руб./т + доставка в г. Тольятти - 1250 руб./т = 69.250 руб./т;
2. Нитрит натрия - 29125 руб./т;
3. Гидрохлорид мочевины (патент США 5672279) [66]. Так как, в России он не производится, возможна поставка из Китая (200-600 \$) - 200 \$ + 100 \$ доставка = 300 \$ 57 = 17100 руб./т.

Для производства 1 т потребуется

ОП-10 - 57%	$0,57 \cdot 69250 = 39472,50 \text{ руб./т}$
Нитрит натрия - 18%	$0,18 \cdot 29125 = 5242,50 \text{ руб./т}$
Гидрохлорид мочевины - 25%	$0,25 \cdot 17100 = 4275 \text{ руб./т}$
Итого:	48.990 руб./т

Таким образом, учитывая то, что оба состава будут производиться на одном и том же оборудовании, мы имеем:

1. АПАВ (хозяйственное мыло) имеет более низкую себестоимость 52% от стоимости компонентов НПАВ;

2. Более удобен при транспортировке, так как имеет твердую форму, в отличие от ОП-10 - жидкие растворы;

3. Не зависит от внешних источников поставки, так как, производятся в России.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе проанализированы не только способы, но и оборудования, обеспечивающие эффективное удаление жидкости с забоя скважины. Пришла к выводу, что применение только механизированного метода, с помощью газлифтной системы, плунжерного лифта, и других насосных установок малоэффективны. В нашей стране уже более 30 лет используют химические методы для поддержания производительности скважин за счет ввода в скважину поверхностно-активных веществ.

Проведен патентный анализ действующих составов для изготовления твердых пенообразователей, на основании которого, было отдано предпочтение АПАВ.

В качестве предлагаемого решения проблемы, вызванной скоплением воды в стволе скважин, в бакалаврской работе разработан улучшенный состав на основе дешевых неорганических реагентов с использованием водорастворимого ПАВ. Проводились эксперименты на выносящую способность полученной разработки. Также, подобрано оборудование для его изготовления.

Сравнивая экономичность разработанной газообразующей шашки с аналогичным продуктом, оказалось, что стоимость состава АПАВ почти в два раза ниже компонентов НПАВ.

Таким образом, задачи бакалаврской работы выполнены, цель бакалаврской работы достигнута.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абызбаев, И. И. Разработка залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти Башкортостана [Текст] / И. И. Абызбаев, П. Ф. Викторов, Е. В. Лозин, А. Ш. Сыртланов. – Томск: Китай, 1994. – 180 с.
2. Антипов, В.С. Физические методы повышения нефтеотдачи / В.С. Антипов, В.М. Думар // Нефтяное - хозяйство. - 1999.- № 8. - С. 21-24.
3. Башкирцева, Н. Ю. Композиции на основе неионогенных ПАВ для комплексного решения задач повышения нефтеотдачи [Текст] / Н. Ю. Башкирцева. - Казань, 2009. - 37 с.
4. Боруш, С.В. Неионогенное ПАВ - эффективное средство очистки скважин/ С. В. Боруш/ Газовая промышленность. - 1994. - № 8. - С 27 - 29.
5. Величкин, А.В. Низкодебитные скважины в условиях их обводнения // Наука и техника в газовой промышленности. - 2013. - №1. - С.40-41.
6. Ганиев, Р.Р. Технология ПНП на основе ПАВ [Текст] / Нефтепромысловое дело. - 1999. - №. 5. - С. 6-9.
7. Гасумов, Р.А. Пеноэмульсии для закачивания и ремонта скважин [Текст] / Р.А. Гасумов, Т.А. Липчанская, Е.А. Эйсмонт // Строительство скважин: сб. науч. статей /ВНИИгаз, СевКавНИгаз. - М., 1999. - С. 163 - 165.
8. Гасумов, Р.А. О поиске эффективных наполнителей для пеноэмульсионных систем, используемых при заканчивании и ремонте скважин [Текст] / Р.А. Гасумов, Т.А. Липчанская, О.К. Тагиров / Проблемы капремонта скважин: сб. науч. тр./ СевКавНИгаз. - Ставрополь: 2002.- Вып. 36. - С. 159 - 166.
9. ГОСТ 32509-2013. Вещества поверхностно-активные [Текст]. – М., 2014. – 28 с.
10. Гриценко, А.И. Руководство по исследованию скважин [Текст] / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов. - М.: Паука, 1995. - 533 с.

11. Девликамов, В.В. Особенности вытеснения нефти водорастворимыми ПАВ при малых давлениях [Текст] / Известия вузов. Сер. Нефть и газ. — 2001. — № 7.
12. Дергач, С.Р. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов [Текст] / С.Р. Дергач, Г.И. Берестова, Т.А. Мотылева // Технологический факультет МГТУ. - 2010. - С 121-124.
13. Дерягин, Б.В. Устойчивость коллоидных систем [Текст] / М.: Наука. - 2006. - 206 с.
14. Дикамов, Д.В. Техника и технологии для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки // Газовая промышленность. - 2014. - №9.
15. Елпидинский, А. А. Изучение влияния моющих ПАВ на деэмульгирующую эффективность НПАВ [Текст] / А. А. Елпидинский // Вестник Казанского университета. - 2012. - № 16. - С.28-31.
16. Епрынецев, А.С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи [Текст] / А.С. Епрынецев, П.С. Кротов, А.В. Нурмакин, А.Н. Киселев. Тюмень - 2011 - 32 с.
17. Жданов, С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы [Текст] / С.А. Жданов // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 4. - С. 38-40.
18. Забродин, П. И. Вытеснение нефти из пласта растворителями [Текст] / П. И. Забродин, Н. Л. Раковский, М. Д. Розенберг. – М.: Недра, 1968. – 223 с.
19. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче [Текст] / 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», 2003. – 302 с.
20. Ковалев, Н. И. Повышение эффективности заканчивания и эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / Н. И. Ковалев. - 2003. - 121 с.

21. Козинцев, А.Н. Опыт использования ПАВ на месторождении Медвежьем [Текст] / А. Н. Козинцев, О. М. Ермилов, А. В. Величкин, А. Н.Лапердин// Наука и техника в газовой промышленности. - 2013. - №3. - С.35-38.
22. Кондрат, Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р.М. Кондрат. - М.: Недра, 1996.-256С.
23. Кругляков, П.М. Пена и пенные пленки [Текст] / П.М. Кругляков, Д.Р. Эксерова.-М.: Химия, 1990.-426 с.
24. Кустышев, А.В. Пути повышения действенности эксплуатации скважин на конечной стадии разработки [Текст] / А.В. Кустышев, А.С. Опрыщив // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. - №9. - С.59-64.
25. Курбанбиев, М. А. Повышение эффективности работы на основе использования многофункциональных водорастворимых композиций ПАВ и полимеров [Текст]/ М. А. Курбанбиев. 2011. - 19 с.
26. Ли Джеймс.Решения технологий удаления жидкости [Текст] /Ли Джеймс, И. Генри, М. Уэллс; пер. с англ. - М: ООО "Инжиниринг Премикс", 2008. - 384 с.
27. Лозин, Е. В. Эффективность доразработки месторождений нефтяных [Текст]/ Уфа: Башк. кн. изд-во, 2007. – 152 с.
28. Мазанов, С. В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин[Текст]/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. - 2006 - С. 42-44.
29. Макаренко, П.П. Оценка применения пенообразующих составов «Универсал - КМ» [Текст] / П.П. Макаренко, Ю.М. Басарыгин, П.А. Устименко // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. ст. - М., 2001 - С. 177 -182.
30. Маринин, В.С. Удаление жидкости из скважин с помощью пенообразователя ТЭАС [Текст] / В.С. Маринин, А.Я. Добрый // Газовая промышленность. - 1994. - № 2. - С. 19-20.

31. Михайлов, П.В. Поддержание устойчивой работы скважин на поздней стадии разработки [Текст] Ч. 1. Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа / П.В. Михайлов, Г.В. Тимашев, А.П. Березняков [и др.]. - М.: ВПИИГАЗ, 1994.-С 137-146.
32. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения извлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст] / Р.Х. Муслимов. - Казань: Академия наук РТ, -2005. -300 с.
33. Нурутдинов, А. А. Экологически безопасные технологии добычи нефти с использованием ПАВ [Текст] / А. А. Нурутдинов / Всеросс. научн. - практ. конф. с международным участием. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2011. – С. 150-151.
34. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс] / НИК Петрос. – 2010. URL: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267>
35. Орлов, Г. А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче [Текст] / Г. А. Орлов, М. Ш. Кендис, В. Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. – 224 с.
36. Пат. РФ 2209231. Способ получения деэмульгатора / Сафин Д.Х., Нуруллина И.И., Тюнин М.И., Габдулхакова А.З., Габдулхакова Н.С., Шепелин В.А., Чебарева А.И. Заявл. 1.01.2001, опубл. 27.07.2003.
37. Пат. РФ 2269644. Установка для изготовления твердых стержней пенообразователей/ С. В. Долгов, Р. А. Гасумов, Ю. Р. Тенюшев, Г. А. Зайцев. Заявл. 7.06.2004, опубл. 10.02.2006.
38. Пат. РФ 2317412. Способ удаления жидкости/ Румянцева Е. А., Стрижнев К.В., Акимов Н.И., Лысенко Т.М., Волков В.А. Заявл. 7.10.2006, опубл. 20.02.2008.
39. Пат. РФ 2197606. Газвыделяющий пенообразующий состав / Рагулин В.В., Шавалеев Н.М., Шадымухамедов С.А., Смолянец Е.Ф., Рагулина И.Р. Заявл. 8.02.2003, опубл. 27.01.2004.

40. Пат. РФ 2248443. Способ удаления жидкости из скважин/ Глазков О.В., Прасс Л.В. Заявл. 10.11.2003, опубл. 20.03.2005.
41. Пат. РФ 2152425. Состав для разрушения водонефтяных эмульсий / Зотова А.М., Николаев В.Ф., Мальцева И.И., Вишневский А.В. Заявл. 28.10.2003, опубл. 09.03.2004.
42. Пат. № 2067163. Способ и устройство для подъема жидкости из скважин / Шулятиков И.В., Шулятиков В.И., Шулятиков А.В., Булгакова С.В. Заявл. 17.07.2001, опубл. 27.09.2002.
43. Пат. РФ 2205295. Плунжер глубинного насоса / Картель Г. А, Ростовщиков В. А, Дудкин А. Т. Заявл. 24.05.2002, опубл. 27.05.2003
44. Петрова, Н.Е. Вероятностная оценка технического состояния скважины [Текст] / Н.Е. Петрова, Л.С. Баева. – Мурманск: Изд-во МГТУ, 2009. – 100 с.
45. Петров, Н. А. Совершенствование технологии вскрытия продуктивных пластов применением КПАВ [Текст] / Н. А. Петров. - 2003. - 56 с.
46. Путь наверх: история развития технологий добычи нефти, обзор современных решений [Электронный ресурс] / ПАО «Газпром нефть» - 2017. URL: <http://www.gazpromneft.ru/presscenter/sibneftonline/archive/506/1109736/>
47. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России : важно не упустить время [Электронный ресурс] / Эрнстэнд Янг (СНГ) Б.В. – 2013. – URL: <http://www.y.com/Publication/vwLUAssets/>
48. Саввин, С.Б. Поверхностно-активные вещества [Текст] / С. Б. Саввин, Р.К. Чернова, С. П. Штыков. - М.: Наука, 1991.-215 с.
49. Саутина, Н. В. Взаимодействие водных растворов некоторых неионных ПАВ - производных оксида этилена с поверхностью полимеров [Текст] / Н. В. Саутина. 2009. - 43 с.

50. Сафонов, Е. Н. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана [Текст] / Е. Н Сафонов, Р. Х. Алмаев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.

51. Собанова, О.Б. Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов [Текст] / О.Б. Собанова, Г.Б. Фридман, И. Л. Федорова // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 11. - С. 20-23.

52. Сыркин, А. М. Поверхностные явления в нефтепромысловом деле [Текст]: учебн. пособие / А. М. Сыркин. – Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1990. – 70 с.

53. Тагиров, К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учеб.пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / К.М. Тагиров.- М.: Издательский центр «Академия».-2012.- С. 156.

54. Тенишев, Ю.С. Результаты опытных обработок скважин Уренгойского ГКМ твердыми пенообразователями [Текст] / Ю.С. Тенишев, Г.Г. Белолопотков, Л.П. Маловичко // Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии: сб. науч. ст. - Ставрополь, 2002. - Вып. 36. - С. 166 - 173.

55. Тенишев, Ю.С. О поиске критериев в оценке эффективности ПАВ при удалении из скважин водогазоконденсатных смесей [Текст] / Ю.С. Тенишев, Т.А. Линчипская // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр./ СевКавНИПИгаз. - Ставрополь: СевКавНИПИгаз, 2001. -Вып. 34.— С. 47 - 61.

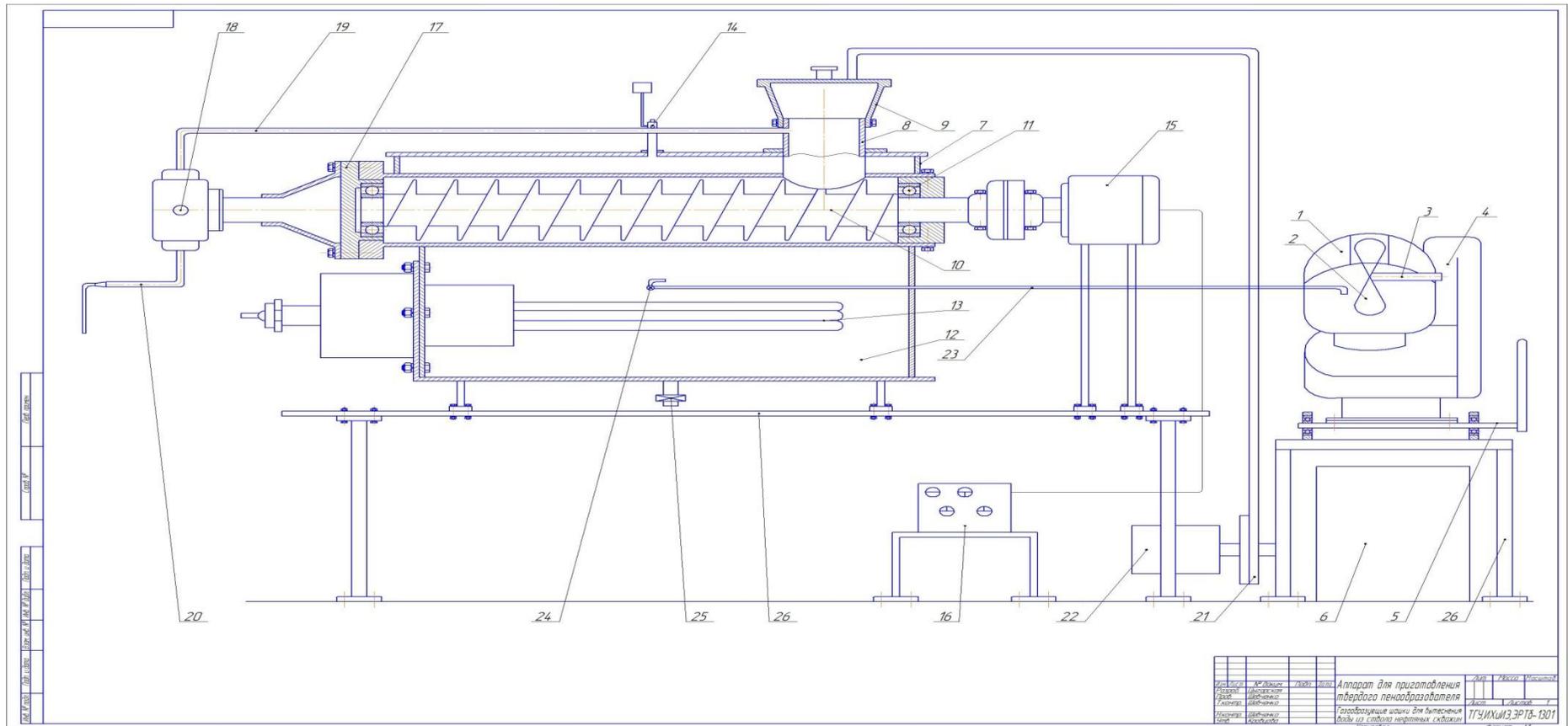
56. Токарев, М. А. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки[Текст]: учеб.пособие / М. А. Токарев, Э. Р. Ахмерова, А. А. Газизов, И. З. Денисламов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 115 с. – 200 экз. – ISBN 5-7831-0232-6.

57. Угай, А. П. Обезвоживание газовых скважин благодаря действию поверхностно-активных веществ [Текст] / А. П. Угай. - 2013. - 49 с.

58. Фазулзянов, Р.Р. Исследование деэмульгирующих и поверхностных свойств композиционных реагентов для нефтепромыслов [Текст]/ Р.Р. Фазулзянов, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского Государственного Технического университета. - 2011. - №10. - 156 с.
59. Шулятиков, И.В. Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин [Текст] / Москва - 2007. - 13 с.
60. Шулятиков, И.В. Технология эксплуатации скважин нефтяных месторождений [Текст] / Сборник научных трудов «ВНИИГАЗ на рубеже веков – наука о газе и газовые технологии». – М.: 2003. – С.187-199.
61. El Sherbeny, W.I.A., Bakr, D., Quintero, L., Jones, T.A., Anwar, M. and Moussa, D.: “New Insights into Surfactant System Designs to Increase Hydrocarbon Production,” SPE paper 164273, presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 10-13, 2013.
62. Pillai, V., Kanicky, J. R. and Shah, D. O., Applications of microemulsions in enhanced oil recovery, in Handbook of Microemulsion Science and Technology, Kumar P. and Mittal, K. L. (Eds), Marcel Dekker, New York, 1999, pp. 743–753.
63. Plotnikov, E., Martemianova, I., Martemianov, D., Zhuravkov, S., Voronova, O., Korotkova, E., Silnikov, V. Water Purification on Natural Sorbents / Procedia Chemistry. 2015. №15. P. 219– 224.
64. Suijkerbuijk, B. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., Masalmeh, S. K., Chmuzh, I. V., Karpan, V. M., Volokitin Y.E., Skripkin, A. G. “Low Salinity Waterflooding at West-Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts.” SPE-169102, (2014).
65. Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., & Degre, G. “Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. SPE- 169715 (2015).
66. United States Patent 2160307 Random length bundle trimmer. PublicationDate:30.05.1999 - FilingDate: 10.02.2000.

# ПРИЛОЖЕНИЕ

## Приложение А



**Рисунок А - Аппарат для приготовления твердого пенообразователя**

1- смесительная ёмкость; 2 - ножи; 3 - горизонтальный вал; 4 - редуктор; 5 - рукоятка; 6 - накопительная ёмкость; 7 - цилиндрический корпус; 8 - загрузочный люк; 9 - крышка; 10 - шнек; 11 - подшипники; 12 - ресивер; 13 - электронагреватель; 14 - предохранительный клапан; 15 - электродвигатель; 16 - частотный преобразователь, 17 - перфорированная крышка, 18 - трёхходовый кран; 19 - байпасная линия; 20 - формовочная труба; 21 - загрузочная линия; 22 - центробежный насос; 23 - гибкая система; 24 - кран для подачи горячей воды; 25 - кран для заполнения ресивера; 26, 27 - металлические стволы.