

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»

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

(код и наименование направления подготовки)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: **Получение гелевого состава для очистки
трубопроводов от отложений нефтепродуктов**

Студент

Д. Г. Занина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Ю. Н. Шевченко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультант

С. В. Афанасьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

«Рациональное

природопользование

и ресурсосбережение» к.п.н., доцент, М.В.Кравцова

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

(личная подпись)

« _____ » 20 _____ г.

Тольятти 2017

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: Занина Дарья Григорьевна

1. Тема: Получение гелевого состава для очистки трубопроводов от отложений нефтепродуктов
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 14.06.2017г.
3. Исходные данные к бакалаврской работе:
Патенты «Получение гелевых поршней для очистки трубопровода от отложений нефтепродуктов».
4. Содержание бакалаврской работы:
 - 4.1 Теоретический обзор темы исследования.
 - 4.2 Химические методы борьбы с АСПО.
 - 4.3 Разработка методики получения гелевого поршня.
 - 4.4 Экспериментальная часть работы.
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)

Д.Г.Занина
(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
бакалаврской работы**

Студента: Заниной Дарьи Григорьевны

по теме: Получение гелевого состава для очистки трубопроводов от
отложений нефтепродуктов

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Введение	15.05.2017	18.05.2017	выполнено	
Обоснование актуальности, цели и задачи	17.05.2017	20.05.2017	выполнено	
Литературно-патентный анализ методов очистки	20.05.2017	24.05.2017	выполнено	
Разработка методики получения гелевого поршня	22.05.2017	25.05.2017	выполнено	
Экспериментальные исследования	26.05.2017	27.05.2017	выполнено	

Заключение, выводы	02.06.2017	04.06.2017	выполнено	
--------------------	------------	------------	-----------	--

Руководитель бакалаврской работы

Ю. Н. Шевченко

(подпись)

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

Д. Г. Занина

(подпись)

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Бакалаврскую работу выполнила: Занина Д.Г.

Тема бакалаврской работы: Получение гелевого состава для очистки трубопроводов от отложений нефтепродуктов.

Научный руководитель: Шевченко Ю.Н.

Цель работы: разработка методики получения гелевого поршня с целью усовершенствования эластичных свойств для эффективного использования в технологическом процессе по очищению трубопроводов от отложений нефтепродуктов и других загрязнений.

Введение включает в себя описание актуальности темы исследования, формулировка цели и задач по выбранной теме.

В первой части приводится теоретический анализ темы исследования, а именно, изучение процесса парафинизации трубопроводов, изучение состава внутритрубных отложений и факторы, влияющие на образование этих отложений. Так же проанализированы существующие методы очистки трубопроводов от отложений нефтепродуктов и действующие патенты по теме исследования.

Во второй части работы проведен анализ химических методов борьбы с отложениями, в том числе применения гелевых композиций для очистки.

В третьей части представлена разработка методики получения гелевого поршня, проведение серии экспериментов и анализ результатов экспериментов с получением гелевого поршня. Был произведен расчет себестоимости гелевого поршня массой 115 г.

Заключение содержит основные выводы о проделанной работе.

Выпускная квалификационная работа включает в себя введение, 3 главы, заключение и список использованных источников и оформлена на 61 страницах, не считая приложение. В работе приведено 7 таблиц и 18 рисунков. Список использованных источников включает в себя 69 источников.

ABSTRACT

Keywords: gel piston, the internal surface, oil deposit, gel composition, scurf, asphaltene-osmol-paraffin scurf, wax, tanks, hydrocarbons, paraffin, mechanical cleaning, viscoelastic gel piston.

This diploma paper is devoted to the study of gel piston for cleaning the internal surfaces of pipelines from oil deposits and obtaining a new improved gel composition.

The aim of the work is to give some information about methods of cleaning from asphaltene-osmol-paraffin scurf, about advantages of gel pistons over other cleaning devices and composition of the formed scurf.

The subject of the graduation work is the cleaning of pipelines from asphaltene-osmol-paraffin scurf, when oil is transported from production zones to the consumption zone.

The object of the diploma paper is gel compositions, namely the pistons of the gel, for cleaning from asphaltene-osmol-paraffin scurf.

The issues of precipitation scurfs and wax, and methods of precipitation cleaning are allocated in the general part of the project.

We describe that when oil is transported and stored in tanks, on internal surfaces sludge is formed at the bottom, consisting of particles of mineral (non-oil) and heaviest hydrocarbons, mainly paraffinic. The capacity of oil and gas pipelines is maintained by periodically cleaning them from paraffin deposits by means of various cleaning devices.

The reader's attention is also drawn to the fact that one of the significant drawbacks of mechanical cleaning is the risk of their getting stuck in the pipe, especially when cleaning underwater oil pipelines, since it is difficult to find a jammed device, and removing it from the pipe is an environmentally hazardous operation.

Therefore, at present viscoelastic gel pistons based on water-soluble polymers are widely used for cleaning petroleum products and removing them

from oil and water under pressure. Such gel pistons allow to clean oil pipelines that are not equipped with starting chambers, as well as oil pipelines of variable diameter and having local linear resistance. Consider the development and improvement of the piston gel in details.

The special part of the project provides detailed information on existing patents in the field under investigation and on the development of a new gel piston. A series of experiments is also described in detail.

The results of the experiments show that we have obtained an improved gel piston, which has improved physicochemical properties, and which will allow more careful cleaning of the pipelines from deposits.

The technology used corresponds to safety regulations.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	13
1.1 Анализ разрушения трубопроводных систем	13
1.2 Изучение процесса парафинизации трубопроводов с целью определения рационального выбора метода очистки	14
1.2.1 Влияние различных факторов на парафинирование внутренней поверхности нефтепроводов	15
1.2.2 Изучение состава отложений в трубопроводных системах	18
1.3 Методы очистки трубопроводов от АСПО	20
1.4 Анализ действующих патентов по теме исследования	26
2. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО	35
2.1 Применение реагентов для предупреждения образования АСПО	35
2.2 Применение реагентов для очистки образовавшихся АСПО	36
2.3 Применение вязкоупругих гелевых композиций для очистки нефтепроводов от отложений	41
2.3.1 Преимущества применения гелевых поршней	42
2.3.2 Утилизация и переработка гелевого поршня	45
2.4 Себестоимость реагентов для получения гелевого состава для очистки трубопроводов	45
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ РАЗРАБОТКА ГЕЛЕВОГО ПОРШНЯ	47
3.1 Методика эксперимента по разработке гелевого поршня для очистки трубопроводов от нефтепродуктов и других загрязнений	47
3.2 Анализ результатов экспериментов	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	55
ПРИЛОЖЕНИЕ	62

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Сокращенное название	Полное название
АМФ	полиакриламид аммиачного способа производства
АСПО	асфальтосмолопарафиновые отложения
АХФС	алюмохромфосфатное связующее
ВП	водорастворимый полимер
ВПНП	внутрипромысловый нефтепровод
ВТО	внутритрубные отложения
ГРП	гелевый разделительный поршень
КГС	коэффициент гидравлического сопротивления
КПП	камера приема и пуска
КФК	карбамидоформальдегидный концентрат
МНПП	магистральный нефтепродуктопровод
МНП	магистральный нефтепровод
НПП	нефтепродуктопровод
ОУ	очистное устройство
ПАА	полиакриламид известкового способа производства
ПАВ	поверхностно-активные вещества
УВ	углеводороды

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация является одной из ведущих стран по экспорту газа и нефти. В настоящее время трубопроводный экспорт признан самым экологически чистым способом транспортировки больших объемов сырья на планете, поэтому коррозия трубопроводов и отложения на внутренней поверхности трубопроводов при транспортировке конечных продуктов является актуальной проблемой для России.

В процедуре транспортировки нефти на внутренней поверхности происходит скопление пристенных АСПО, так называемого нефтешлама, который сказывается на эффективности и надежности работы, в частности на снижении пропускной способности, за счет уменьшения живого сечения трубопровода. Так же, из-за образования различных отложений, которые имеют большое количество примесей, ухудшается качество перекачиваемых продуктов. Именно поэтому необходимо качественно и в положенные сроки проводить очистку внутренних стенок труб от АСПО и остатков нефти, а также от других возможных загрязнений (воды, продуктов коррозионных процессов, механических примесей и т. д.) [16].

Несмотря на проведение большого количества исследований в данной области процесс очистки изучен далеко не полно. Современные решения данной проблемы не позволяют точно подобрать самый эффективный метод очистки трубопроводов, так как процесс очистки зависит от многих критериев, например, от состояния труб и физико-химических характеристик транспортируемой нефти, чтобы производить очистку отложений с высокой точностью.

Трубопроводный транспорт невозможен без изучения и ввода новых технологий в процесс транспортировки для повышения продуктивности и устойчивости работы.

Изучение средств и технологий очистки представляет значительный практический интерес и является актуальным для более глубокого изучения и

разработки новых методов удаления АСПО, а также предотвращения их образования в процессе эксплуатации трубопроводов. Настоящая работа посвящена изучению наиболее применяемых в наше время ОУ нефтепроводов от АСПО и других загрязнений, а также более подробному изучению ОУ химического метода очистки, а именно - гелевого поршня и подбору наиболее эффективного состава для эксплуатации.

Так как в существующих ОУ (механических, тепловых, физических и химических) есть ряд значительных недостатков, в настоящее время, для очистки нефтепроводов и освобождения их от нефти и опрессовочной воды широко применяются вязкоупругие гелевые поршни на основе ВП. Такие поршни позволяют проводить очистку нефтепроводов, не оснащенных КПП ОУ, как, к примеру, в механических ОУ, а также нефтепроводов переменного диаметра и имеющих местные линейные сопротивления (частично открытые задвижки, резкие повороты и др.).

Целью бакалаврской работы является разработка методики с целью усовершенствования свойств гелевого состава для эффективного использования в технологическом процессе по очищению трубопроводов от отложений нефтепродуктов и других загрязнений.

Для решения поставленной цели ставятся и решаются следующие задачи:

- исследование транспорта нефти и обоснование необходимости проведения очистных работ внутри полости трубопроводов;
- изучение состава отложений и их воздействие на трубопроводный транспорт;
- проведение анализа существующих технологий очистки внутренней поверхности трубопроводов;
- изучение ранее разработанных технических средств очистки в химических ОУ;
- разработка методики с целью усовершенствования свойств гелевого состава;

- изготовление гелевого поршня, имея все необходимые для этого реагенты; усовершенствование физико-химических свойств гелевого поршня, путем добавления карбамида (мочевины).

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Анализ разрушения трубопроводных систем

Экологическая безопасность является одной из главных составляющих национальной безопасности, совокупность социальных, природных, технических и других условий, обеспечивающих качество и безопасность жизни на данной территории населения [7].

Для трубопроводных систем экологическую безопасность можно рассматривать как низкую аварийность и отсутствие какого-либо влияния на состав транспортируемого продукта [1].

При транспортировке нефти по магистральным (МНП) и внутри промысловым нефтепроводам (ВПП) на стенках происходит формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Они могут достигать значительных слоев, уменьшая «живое» рабочее сечение трубопровода и тем самым ухудшая его пропускную способность и качество транспортируемого продукта, за счет попадания отложений в продукт. В зависимости от состава и процентного содержания твердых УВ прочность пристенных скоплений очень отличается [2].

Также с уменьшением уровня надежности эксплуатации образование отложений способствуют и увеличению гидравлического сопротивления нефтепродуктопроводов (НПП) [4], что в конечном итоге обуславливает рост удельных энергозатрат на транспорт нефтепродуктов.

Одним из наиболее эффективных способов уменьшения гидравлического сопротивления трубопроводов является очистка его внутренней полости тем или иным способом.

Наиболее известным из них является запуск ОУ [41]. Но в большинстве случаев несущая способность действующих в настоящее время НПП ослаблена настолько, что создание дополнительного перепада давления, необходимого для вытеснения жесткого разделительного устройства, способно разрушить трубопровод. Кроме того, существующие

трубопроводные системы НПП отличаются наличием большого количества местных сопротивлений и переходов на различные диаметры, что в большинстве делает не возможной очистку этих систем без вскрытия линейной части и извлечения ОУ.

1.2 Изучение процесса парафинизации трубопроводов с целью определения рационального выбора метода очистки

Подбор рациональной и эффективной технологии и средства очистки внутренней поверхности трубопровода и оценка различных способов очистки, с точки зрения увеличения продуктивности и качества очистки, обуславливаются многими факторами, такими как:

- фракционный состав нефти;
- ее химико-физические и реологические свойства;
- температурный режим транспортировки нефти;
- продолжительность парафинизации;
- особенности трубопровода и т.д.

Для определения всех выше перечисленных факторов необходимо проанализировать и определить состав отложений, рассмотреть причины образования таких отложений в трубопроводах и механизм их образования.

Также для точного и рационального выбора ОУ необходимо провести анализ сравнения существующих методов очистки: выявление преимуществ и недостатков ОУ по отношению друг к другу [3].

Результаты данных существующих работ свидетельствуют, что проведенные многочисленные изучения по вопросу парафинизации внутренних стенок нефтепроводов не отражают единого взгляда перечисленных авторов, как влияние различных факторов на процесс парафинизации НТ, так и на механизм протекания данного процесса [18].

Разработке методов и средств по борьбе с АСПО посвящены работы отечественных ученых, а именно: Е. А. Арменского, В. В. Борисова, В. Е. Губина, И.Н. Кравченко, П. Б. Кузнецова, С. П. Лебедича, И. Н. Порайко, К.

Д. Фокеева и др. Из зарубежных авторов изучению данной проблемы посвятили свои труды такие ученые, как В. Tovler, Mary M. Knapp, M. S. Keys, G. R. Marshall, S. Mitchell, и др. Они рассмотрели, в основном, эксплуатацию механических ОУ (шаровые и манжетные разделители, щеточные скребки, и т.д.), а также применение химических реагентов для удаления уже скопившихся АСПО и уменьшения роста парафинизации [2,3, 8, 51, 60].

1.2.1 Влияние различных факторов на парафинирование внутренней поверхности нефтепровода

Несмотря на многочисленные исследования, лабораторные и промышленные эксперименты, посвященные изучению парафинизации основных нефтепроводов, полностью данный процесс изучить не удастся [26]. Обнаружение новых залежей, где добывается или будет добываться нефть, со свойствами отличающимися от нефтей уже известных месторождений, также требует внимательного изучения физико-химических характеристик нефти, влияющих на процесс парафинизации трубопроводов – химический состав нефти, ее плотность, вязкость, испаряемость, сжимаемость, газосодержание и газовый фактор [11].

Экспериментами и различными исследованиями было доказано, что значимое влияние на рост образования парафиновых отложений оказывают такие параметры, как:

- температура окружающей среды;
- температура закачиваемой в трубопровод нефти;
- свойства нефти;
- скорость перекачки;
- содержание парафина и асфальтосмолистых веществ в нефти;
- время парафинизации;
- геометрические параметры трубопровода [9, 13, 19, 20, 66].

В изучении общих свойств нефти и фракций твердых УВ была определена взаимосвязь между фракционным составом твердых УВ

(асфальтенов) и ростом накопления отложений парафина, при транспортировке нефти. Причем нужно учитывать и тот факт, что на рост особенно влияет соотношение содержания асфальтенов и смол. Если в составе нефти содержание асфальтенов преобладает над содержанием смол, интенсивность парафинирования уменьшается. В противоположном случае, когда содержание смол преобладает над количеством асфальтенов - количество отложений увеличивается [7]. По длине всего трубопровода фракционный состав парафинов в отложениях заметно меняется, а общий состав образовавшихся отложений значительно не изменяется [12].

Также исследования показывают, что с увеличением разности температурного режима потока и стенки трубопровода интенсивность роста отложений повышается. С понижением температуры потока при одинаковой температуре стенки количество отложений в начале возросло и дошло до максимума при определенной температуре, затем резко уменьшилось. Образование отложений начиналось при температуре намного выше температуры начала кристаллизации парафина. Зона максимального значения температуры соответствовала температуре начала общей кристаллизации [13, 17].

Температура плавления и состав парафинов в образованных отложениях заметно меняются по всей продолжительности трубопровода [22, 23]. Интенсивность отложений уменьшается, если увеличивается скорость перекачки нефти [38]. Это объясняется тем, что с повышением скорости нефть лучше удерживает микрокристаллы парафина, и увеличивается вероятность уноса уже отложившихся частиц парафина со стенок нефтепровода. Существует зависимость местоположения наибольших отложений от скорости потока нефти [10, 54]. После ряда многочисленных исследований выяснилось, что с повышением скорости потока нефти количество пристенных отложений сначала может увеличиваться, но начиная с определенной скорости потока (которая зависит от различных причин [62]) скорость отложений уменьшается. Скорость роста отложений вначале

увеличивалась, и с увеличением времени протекания процесса количество парафина возрастало, а скорость отложений с течением времени уменьшалась [24].

Важным параметром парафинизации является разность интенсивности накопления отложений во времени на разных участках нефтепровода. Со временем происходит некоторое перераспределение отложений, а именно: на начальных участках трубопровода основной слой отложений увеличивается прямо пропорционально времени парафинизации, в области максимального слоя отложений со временем наблюдается незначительное снижение роста образований, после области максимума отмечается небольшое увеличение роста толщины отложений, а на конечных участках слой отложений растет за счет скоплений, вынесенных потоком (напором потока нефти) с участков с более высокой интенсивностью парафинизации [25, 29].

Наличие асфальтосмолистых составляющих в нефти способствует образованию густых и плотных отложений. Условием большого количества таких образований является наличие основных компонентов высокомолекулярной части нефти [55, 56, 58]. Адсорбируемые на поверхности кристаллов парафина смолы и асфальтены приводят к снижению поверхностного натяжения между фазами, а также увеличивают число центров кристаллизации [27, 28, 32].

Последствия появлений АСПО представлены на рисунке 1.

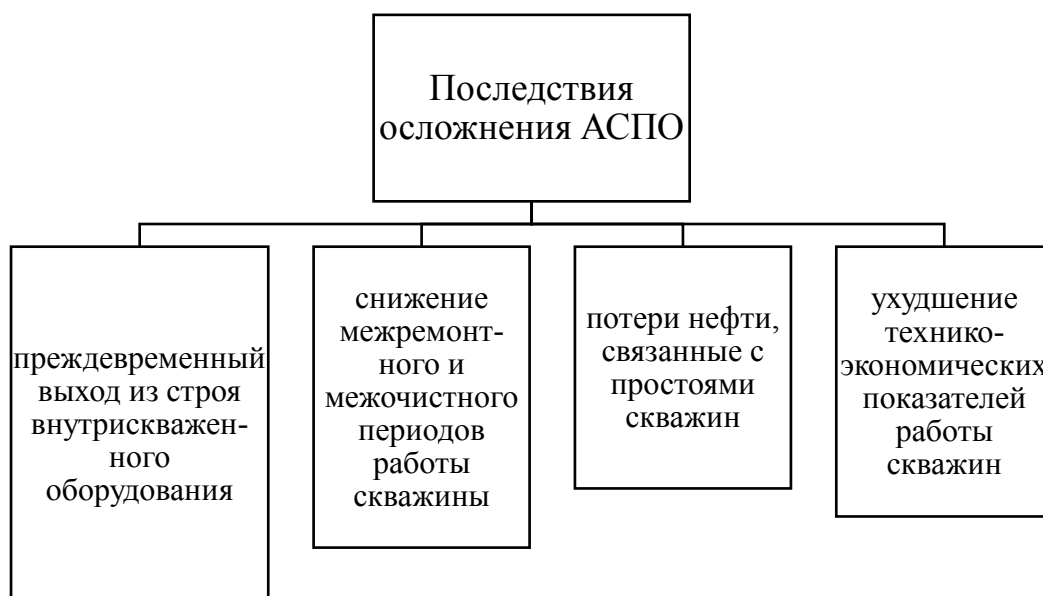


Рисунок 1 – Осложнения при наличии АСПО

1.2.2 Изучение состава отложений в трубопроводных системах

Состав внутренних скоплений и образующихся пристенных отложений отличается в зависимости от характерных физико-химических свойств нефти и эксплуатационных сроков трубопровода. Как правило, отложения состоят из масел, парафиновых и смолистых веществ, различных УВ в различных соотношениях, а также в отложениях присутствует некоторое количество механических примесей, таких как частицы земли, песка и глины, коррозионные частицы, попавшие в состав при транспортировке нефти через давно используемые трубопроводы [57]. Коррозионные частицы образуются в трубопроводах при накоплении воды, в которой образуются различные бактерии, способствующие процессу коррозии. В свою очередь, активность коррозионных процессов поддерживается сероводородом, который является продуктом жизнедеятельности бактерий. Именно поэтому наличие механических примесей в транспортируемом продукте неизбежно [21].

В незначительных количествах в отложениях имеются низкомолекулярные смолы, нафтены и другие полярные соединения нефти, а также ПАВ-деэмульгаторы, попавшие в продукт при подготовке нефти, которые в присутствии воды эмульгируют внешний слой отложений [29].

Примерное содержание и свойства компонентов отложений представлены на рисунке 2 и в таблице 1.

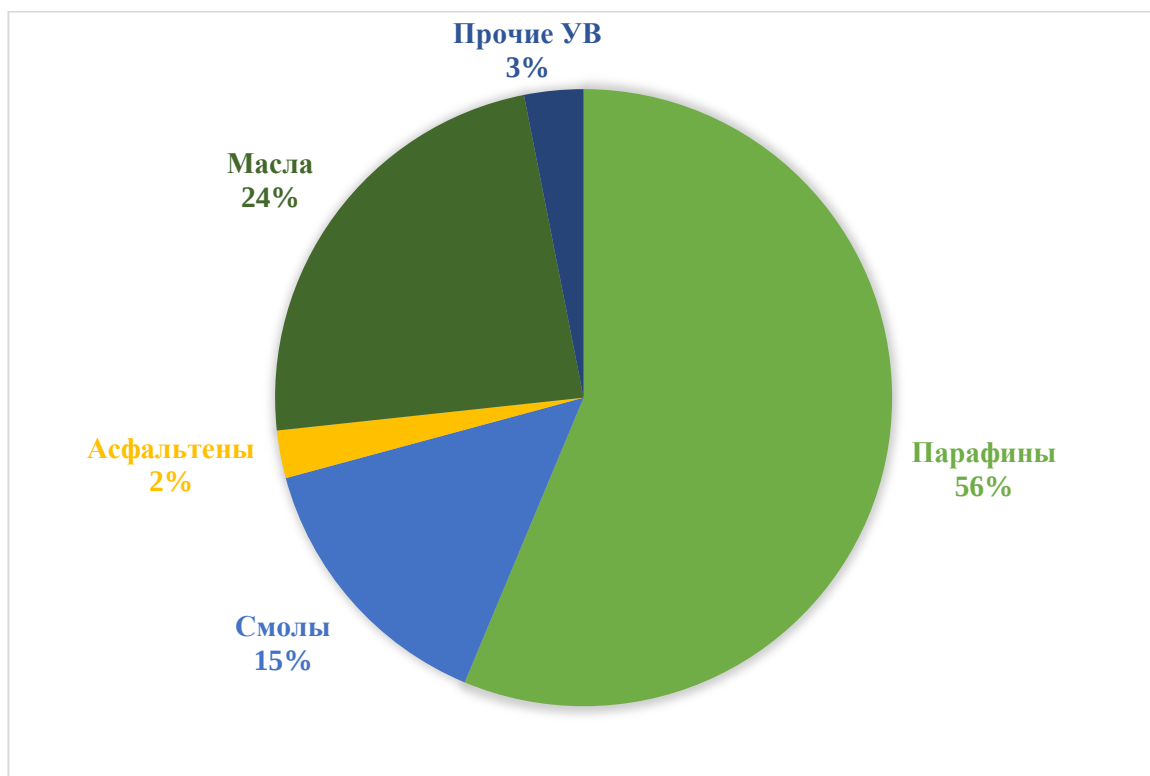


Рисунок 2 - Диаграмма состава внутритрубных отложений (ВТО)

Таблица 1 - Свойства внутритрубных отложений (ВТО)

Плотность отложений при 20 °С, кг/м ³	920
Температура плавления парафина, °С	55

Проведение внутритрубной диагностики является одним из основных направлений повышения безопасности и надежности работы нефтепроводов. В качестве приборов внутритрубной диагностики широко используются ультразвуковые дефектоскопы.

Проведенные внутритрубной диагностикой исследования выяснили, что прохождение ультразвука через АСПО дает эффект искажения (из-за низкой скорости распределения ультразвуковых волн в парафине), что в результате приводит к неверным полученным данным или отсутствию данных внутритрубной диагностики [33].

Выше сказанное подтверждается полученными данными результатов в ходе ультразвуковой внутритрубной диагностики действующих нефтепроводов Киенгоп – Набережные Челны, когда в результате запуска прибора появляются зоны с неимением данных некоторых участков исследуемого трубопровода [59].

В качестве примера в таблице 1 приложения представлены результаты выполнения ряда диагностик МНП, проведенных с помощью ультразвукового дефектоскопа.

Таким образом, можно сделать вывод, что при проведении ультразвуковой диагностики не происходит 100% перекрытия площади обследования, как например, на лупинге 0 – 206 км нефтепровода Киенгоп - Набережные Челны, диаметром 503 мм потеря звуковой информации составляет почти 25%.

Данный результат был получен после некачественной очистки нефтепровода от АСПО.

1.3 Методы борьбы с АСПО при транспортировке нефти

АСПО – природный композитный материал, состоящий из органически-минеральных веществ и соединений, отложения которого представляют собой, как правило, мазеподобную взвесь или эмульсию с высокой адгезией (слипаемостью, сцеплением) к различным поверхностям [30, 34].

Борьба с подобного рода отложениями в процессе транспортировки нефти ведется по двум основным направлениям: предупреждение и устранение уже образовавшихся отложений [31]. На рисунке 3 представлены основные методы борьбы с АСПО.

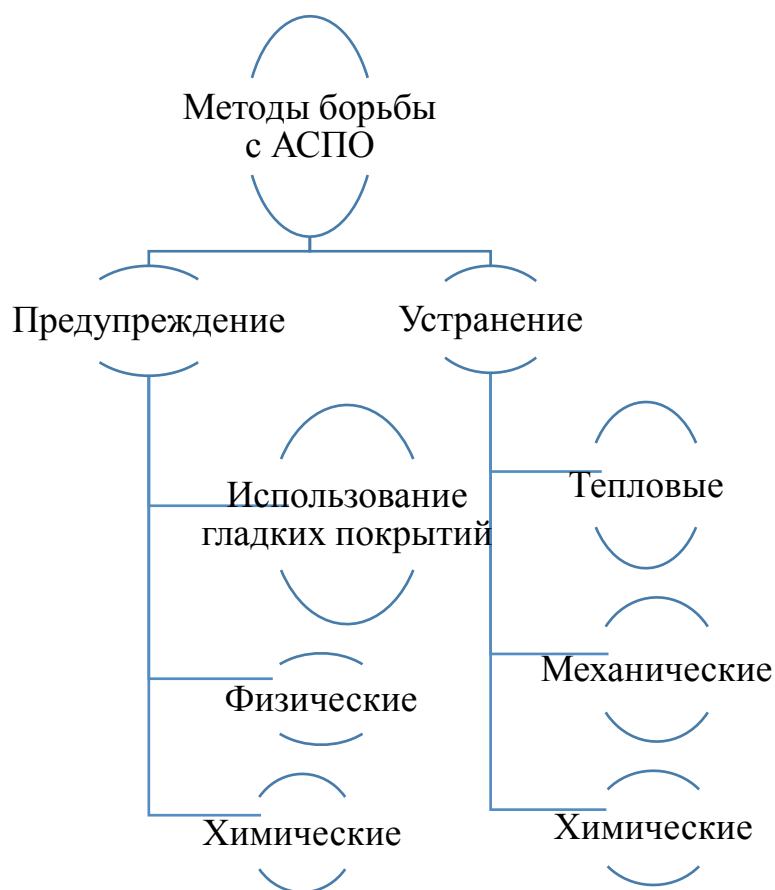


Рисунок 3 – Схема основных методов борьбы с АСПО

Существующие методы борьбы с АСПО ограничены условиями определенных местоположений, то есть при выборе метода очистки с конкретными отложениями в трубопроводах, транспортирующих нефть определенных местоположений и их смесей, необходим персональный и качественный подход к разрешению проблемы.

Практическое использование скважин, добывающих нефть, и нефтепроводов, транспортирующих добытую нефть, показало, что без проведения работ по устранению АСПО невозможно эффективно и продуктивно решать вопросы оптимизации добычи, сбора и транспортировки нефти. АСПО снижают пропускную способность, изнашивают оборудования и увеличивают расходы электроэнергии [35]. Поэтому борьба с АСПО является актуальной проблемой и очень значимой в процессе транспортировки продуктов нефти и требует более глубокого изучения и усовершенствования существующих методов ее решения.

При выборе ОУ нужно обязательно учитывать его технические характеристики и характеристики трубопровода. Именно поэтому ОУ должно быть прочным, простым в использовании и приспособленным к прохождению различных местных сопротивлений трубопровода.

Для нефтепроводов, имеющих различный переменный диаметр, характерно и переменное давление на каждом из участков, а также изменение температуры трубы. Выбранный способ очистки должен выполнять следующие требования:

- сохранение эффективности очистки на больших расстояниях (должен быть износостойким);
- иметь возможность проходимости через различные сопротивления, гнутые участки, задвижки, местные сужения и т. д.;
- быть не дорогостоящим и простым в использовании.

В зависимости от свойств нефти и особенностей использования МНП делятся на 7 групп. И в зависимости от группы нефтепровода определяется их периодичность очистки от АСПО. Подразделение нефтепроводов на 7 групп представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Группы нефтепроводов, определяющие периодичность очистки

Группа нефтепровода	Периодичность очистки
1	Не менее 1 раза в 90 суток
2	
3	Не менее 1 раза в 60 суток
4	
5	Не менее 1 раза в 45 суток
6	
7	Не менее 1 раза в 30 суток

В настоящее время применяют различные способы для борьбы с отложениями:

- 1) физические (основаны на физических воздействиях на продукт транспортировки) [37];
- 2) химические (закачка растворителей и ингибиторов, применением моющих препаратов, очистка с помощью гелеобразных поршней);
- 3) тепловые (промывка горячим теплоносителем, с помощью электропрогрева);
- 4) механические (использование различных скребков и механических поршней) [61].

Механические методы очистки МНП от АСПО предусматривают применение ОУ, для эксплуатации которых нефтепроводы оборудуются специальными КПП [36, 39].

Тепловые методы основываются на способности парафина плавиться при температурах выше 50°C. Также часто используются технологии применения горячей воды или нефти в качестве теплоносителя, острого пара и электропечей.

Воздействие механических и ультразвуковых колебаний является основой для физических методов, а также воздействие электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемые и транспортируемые продукты. Но ни один из существующих способов не разрешает полностью проблемы с отложениями, т.к. не удастся полностью удалить парафиноотложения [38].

Применение магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в 50-х г., в основном в нефтедобыче, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило [5]. В последние годы интерес к использованию магнитного поля для воздействия на отложения значительно возрос [42].

Одним из наиболее известных и распространенных методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки

нефти для удаления уже образовавшихся отложений является применение растворителей. Но задача выбора растворителей для определенных условий все еще не решена.

Подбор растворителей АСПО, как правило, осуществляется без обоснования выбора. Это происходит из-за недостатка информации о структуре и свойствах растворителей, а также из-за недостаточного изучения механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем и растворителей.

Химические методы борьбы основываются на введении в транспортируемый продукт химических соединений, которые уменьшают, а иногда и полностью предотвращают формирование отложений. Действие ингибиторов АСПО основано на адсорбции на границе раздела между жидкой средой и поверхностью материала трубы [34].

В настоящее время одним из перспективных средств очистки являются гелевые поршни, которые обладают эффективными очистными свойствами за счет своей упругости и эластичности [40].

Метод предотвращения отложений в виде применения гладких защитных покрытий из стекла, лаков и эмали можно использовать при проектировании и строительстве транспортирующих нефтепроводов [58]. Но ввиду низкой строительной и эксплуатационной надежности указанный метод широкого применения в трубопроводном транспорте не нашел [19].

Проведенные исследовательские работы определили основные особенности применений методов борьбы с АСПО. Полученные результаты представлены в таблице 2 приложения.

По результатам, приведенным в таблице 2 приложения, можно сделать вывод, что у механических, физических и тепловых ОУ достаточно много недостатков, по сравнению с химическими ОУ.

Теоретически, для регулирования количества парафиновых отложений в трубопроводе достаточно провести либо химическую обработку депарафинизаторами, либо мероприятия по предотвращению образований, связанные с использованием поршней и скребков [15]. Но в реальных

технологических условиях работы трубопроводов, ни один из двух данных способов не даст полной уверенности устранения будущей парафинизации полости трубопровода.

Программа по удалению парафинов со стенок трубопроводов должна содержать комплексное использование механических средств очистки и химических реагентов, так как ни один из рассматриваемых методов не может самостоятельно обеспечить то качество очистки, которым обладает комплексная программа [42].

Схема комплексной депарафинизации нефтепроводов представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Комплексная программа депарафинизации нефтепроводов

При правильном совмещенном использовании двух или более методов, к примеру, химической обработки трубопровода и применении механических средств очистки, в частности поршней и скребков, можно существенно увеличить продуктивность работы трубопровода и достичь снижения рабочих издержек при транспортировке нефти [32].

1.4 Анализ действующих патентов по теме исследования

С целью разработки методики усовершенствования гелевого поршня был проведен патентный поиск существующих технологий. Были выбраны наиболее перспективные действующие патенты. Среди них:

1. В 2000 г. обществом с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Самтехнонефть», авторами В.Н. Дегтяревым и В.П. Перуновым было запатентовано такое изобретение как «Состав разделительного поршня для очистки трубопровода, разделения сред», патент № 2209364 [47]. Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к трубопроводному транспорту нефти и нефтепродуктов, и может быть использовано для разделения сред при последовательной перекачке и вытеснения одной среды с помощью другой, а также для очистки трубопроводов от отложений. Описан состав разделительного поршня для очистки трубопровода, разделения сред, содержащий при определенных количественных соотношениях полиакриламид, сшивающий агент и воду, причем в него дополнительно введены нефтепродукты, или легкая нефть и соль щелочного металла или соль щелочноземельного металла, или их смесь, а в качестве сшивающего агента состав содержит минеральную соль поливалентного металла. Техническим результатом является повышение качества герметизации полости трубопровода при очистке и разделении сред за счет создания разделительного поршня с повышенными технологическими свойствами. Недостатком данного состава является низкая эффективность герметизации полости трубопровода с диаметром больше 500 мм ($d > 500$ мм), при использовании его как разделительного поршня, а также в случае

движения его по участкам и по трубопроводу, расположенному с подъемом. Также недостатком данного состава является сложность технологического и аппаратного исполнения, токсичность состава за счет использования моноклористой серы [49].

2. В 2003 г. В.П. Перуновым, В.Н. Дегтяревым и О.В. Волкодаевой было запатентовано еще одно изобретение - «Композиционный состав для очистки трубопроводов и разделения сред», патент № 2271879 [45]. Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к трубопроводному транспорту нефти и нефтепродуктов, и может быть использовано для разделения сред при вытеснении одной среды с помощью другой среды и при последовательной перекачке нефти и нефтепродуктов, а также для очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений. Известен композиционный состав для приготовления гелевого разделительного поршня (ГРП), который используется для разделения сред или очистки трубопроводов. Данный состав содержит полиакриламид, песок, нефтяное масло, хромовую смесь и воду. Недостатком этого состава является неполное опорожнение трубопровода от нефти и недостаточно качественная очистка от отложений. Известен композиционный состав для ГРП, который используют при разделении сред и очистке трубопровода на основе каучукосодержащего композиционного материала, растворителя (нефть, дизельное топливо, керосин), наполнителя (битум) и сшивателя (моноклористая сера). Недостатком данного состава также является сложность технологического исполнения в полевых условиях, высокая токсичность моноклористой среды и низкий модуль упругости ГРП, изготовленного из данного состава [50, 65].

3. В 2017 году авторами С.В. Афанасьевым, В.Г. Беликовой, В.А. Волковым и А.Н. Турапиным был запатентован «Многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред и способ его получения», патент № 2619682 [46].

Изобретение относится к очистке трубопроводов переменного диаметра и с изменяемым направлением движения перекачиваемых сред, предназначенных для транспортировки нефти и нефтепродуктов и газового конденсата, а также газов, имеющих различную молекулярную массу. Многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред представляет собой композицию, включающую водорастворимый полимер (ВП), углеводородную жидкость, органический сшивающий агент, в качестве которого используют полиметилольные производные, неорганический сшивающие агенты и воду. Способ получения гелевого поршня включает последовательное дозирование при перемешивании компонентов в пресную, или минерализованную, или разбавленную пластовую воду. Изобретение обеспечивает высокую степень очистки трубопроводов и безопасность при выполнении работ по очистке. Состав предназначен для очистки трубопроводов переменного диаметра до 1200 мм и с изменяемым направлением движения перекачиваемых сред до 90°C, как с подкладными кольцами, так и без них и разделения сред при вытеснении одной среды с помощью другой среды и при последовательной перекачке нефти и различных фиксированных объемов нефтепродуктов, а также для очистки трубопроводов от АСПО, водонефтяных эмульсий, либо пластовой воды, концентрирующейся в наиболее низких точках. Недостатком известного состава является невысокий уровень герметизации полости трубы разделительным поршнем, особенно для трубопровода переменного диаметра с крутыми поворотами при его очистке, так как при этом происходит нарушение сплошности гелевого разделительного поршня.

Наиболее близким по составу и достигаемому результату является состав разделительного поршня для очистки трубопровода и разделения сред, содержащий полиакриламид, нефтепродукт, соль минеральной кислоты, сшивающий агент, порошкообразное производное формальдегида и пресная вода.

Целью является создание многофункционального гелевого поршня и способа его получения, обеспечивающего высокий уровень герметизации полости трубы переменного диаметра до 1200 мм и с изменяемым направлением движения перекачиваемых сред до 90°C как с подкладными кольцами, так и без них и разделения сред.

Поставленная задача достигается тем, что многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред, включающий водорастворимый полимер (ВП), углеводородную жидкость, органический и неорганический сшивающий агент и воду, отличающийся тем, что в качестве водорастворимого полимера используют водорастворимые полимеры разных классов, в качестве органического сшивающего агента - полиметилольные производные мочевины при следующем соотношении компонентов, мас. %, представленным в таблице 3.

Таблица 3 – Соотношение компонентов в % мас.

Водорастворимый полимер (ВП)	8,0-10,0
Углеводородная жидкость	6,0-8,0
Полиметилольные производные мочевины	0,5-3,0
Неорганический сшивающий агент	0,001-0,003
Вода	остальное

В качестве органического сшивателя используют полиметилольные производные мочевины, в процессе получения которых используют наноматериалы, представляют собой жидкую композицию, содержащую полиметилольные производные мочевины и связанный метилольными производными формальдегид, выпускаемую по ТУ 2223 - 009 00206492-2007 на ОАО «Тольяттиазот».

В качестве неорганического сшивающего агента используют АХФС, выпускаемое по ТУ 2149-150-10964029-01 на ЗАО «ФК» г. Буй Костромской области или соли поливалентных металлов: хлорид или сульфат хрома, или хромово-калиевые квасцы.

Алюмохромфосфатное связующее (АХФС) представляет собой вязкую жидкость темно-зеленого цвета с удельной массой 1550-1770 кг/м³ при 20°С и содержит 6,5-9,0% массовой доли алюминия в пересчете на Al₂O₃, 3,5-4,5% массовой доли хрома в пересчете на Cr₂O₃, 35-40% массовой доли фосфатов в пересчете на P₂O₅, является пожаро- и взрывобезопасным продуктом.

В качестве растворителя используют пресную или минерализованную сточную или разбавленную пластовую воду минерализацией до 100 г/л.

В качестве регулятора кислотности, обеспечивающего pH системы в диапазоне 3-6, используют соляную и лимонную кислоты.

В результате взаимодействия функциональных групп полимера с полиметилольными производными мочевины и поливалентными катионами алюминия и хрома неорганического сшивателя формируются молекулярные структуры различной длины и разветвленности с высокой функциональностью по метилольным группам.

В заявленном составе в качестве неорганического сшивателя используют алюмохромфосфат связующее (АХФС), содержащее два катиона поливалентного металла: трехвалентные катионы алюминия и хрома, а также в качестве неорганического сшивателя используют соли поливалентного металла: хлориды, сульфаты алюминия и хрома или хромокалиевые квасцы.

В реакционной массе композиции наряду с вышеописанной реакцией поликонденсации, например, при использовании, ПАА, по амидным группам полимера и формальдегида, параллельно проходит реакция полимеризации по карбоксильным группам полимера и катионам поливалентного металла.

Кроме того, в заявленном составе протекает сшивка функциональных групп водорастворимого полимера и полиметилольных групп органического сшивателя (полиметилольных производных мочевины) и дополнительно неорганического сшивателя, содержащего два трехвалентного катиона: алюминия и хрома (АХФС), в результате чего снижается концентрация неорганического сшивателя в составе до 0,001-0,003 мас. %, т.е. в 2-3 раза.

Рецепт заявленного состава: в расчетное количество пресной или минерализованной сточной, или разбавленной пластовой воды минерализацией до 100 г/л при перемешивании дозируют, мас. %: 0,5-3,0 полиметилольных производных мочевины, 0,001-0,003 неорганического сшивающего агента из вышеперечисленных. Затем при перемешивании дозируют приготовленную суспензию 8,0-10,0 полимера в 6,0-8,0 углеводородной жидкости, тщательно перемешивают и формируют гелевый поршень, закачивая его в специальные тубы, которые имеют сопрягающие элементы, соответствующие по размеру диаметру очищаемого трубопровода в расчетном количестве, необходимом для проведения работ по очистке трубопровода.

Для регулирования вязкости приготовляемого гелевого поршня в композицию дозируют соляную кислоту в количестве 0,1-0,4 мас. %.

В отличие от прототипа формирование разделительного поршня: процесс набухания и сшивки полимера проходит в специальных тубах. Формирование поршня происходит в течение 30-80 минут в зависимости от концентрации компонентов.

В результате смешения компонентов в тубах образуется резиноподобный высоковязкий состав, который при продавке готового поршня в полость очищаемого трубопровода полностью перекрывает его сечение без нарушения сплошности разделительного поршня даже при переходе из меньшего диаметра в больший и наоборот и обеспечивает высокий уровень герметичности полости трубы.

Важным отличием заявленного многофункционального гелевого поршня от прототипа является то, что формирование гелевого поршня осуществляется не на объекте в полевых условиях, а в производственных стационарных условиях, обеспечивающих высокое качество изготовления гелевых поршней и комфортную работу обслуживающему персоналу. При этом транспортирование гелевых поршней на объект осуществляется в вышеуказанных специальных тубах.

В отличие от прототипа продавка готового поршня осуществляется без использования КПП. Из тубов готовый поршень под давлением с помощью баллонов с азотом выдавливают в полость очищаемого трубопровода. Подсоединение к трубопроводу обеспечивается с помощью фланцевых соединений. Продавливание готового поршня с помощью баллонов с азотом обеспечивает высокую степень безопасности при выполнении работ.

Эксперименты по оценке эффективности гелевого состава по сравнению с прототипом проводили на стенде, который представляет собой трубопровод переменного диаметра 15-25 мм и длиной 30 м и включает в себя повороты под углом 90°.

На внутреннюю поверхность трубы перед началом эксперимента наносили грязепарафиновые отложения, которые были отобраны из реальных МНП. Нанесенные отложения предварительно взвешивали. Затем готовили композиции гелевого состава для формирования гелевого разделительного поршня (ГРП) по прототипу и по заявленному составу.

Кроме лабораторного стенда, оценку эффективности очистки трубопроводов проводили в промышленных условиях в трубопроводах и подводных переходах переменного диаметра 300 - 500 мм длиной 200-1000 м. Гелевые поршни для промысла готовили на основе заявленного состава.

Для определения прочностной характеристики гелевого поршня измеряют модуль упругости полученного поршня [67]. Это позволяет связать прочностную характеристику гелевого поршня с уровнем эффективности очистки от АСПО, разделения нефти и вытесняющей воды.

Модуль упругости гелевого поршня определяли методом одноосного сжатия. Способ определения модуля упругости полимерных гелей заключается в определении зависимости нагрузки на образец от величины деформации при сжатии образца. Давление на образец производится рабочей поверхностью насадки микрометра. Величина деформации определяется по микрометру. Показания весов дают величину приложенной нагрузки.

Результаты по эффективности очистки трубопровода с помощью гелевого поршня приведены в таблице 4. Условия проведения эксперимента - в трубопроводе переменного диаметра с поворотов 90°С. Эффективность очистки стенок трубы от грязепарафиновых отложений определяют по количеству выведенных из трубы отложений, отнесенных к количеству отложений в трубе до ее очистки.

Таблица 4 – Эффективность очистки трубопровода

№п/п	Модуль упругости, Па	Эффективность	
		очистки, в %	разделения нефти и воды
1	2,1	69	Прорыва воды нет, сплошность поршня сохранена
2	1,5	67	
3	4,6	75	
4	2,7	78	
5	5,7	82	
6	2,8	79	
7	6,1	88	
8	5,5	84	
9	5,2	81	
10	5,8	87	
11	6,0	90	
12	6,3	95	

Эффективность разделения сред оценивалась по факту прорыва выталкивающей поршень воды и по состоянию сплошности поршня после прохождения его по трубопроводу.

По прототипу модуль упругости композиций состава увеличивается с 1,5 Па до 2,8 Па, а по заявленному составу с 2,1 Па до 6,3 Па, т.е. увеличение модуля упругости составило в 1,4-2,25 раза. По прототипу эффективность

очистки трубопровода составила 67% - 79%, а по заявленному составу составила 69% - 90-95%.

Эффективность разделения сред, как по прототипу, так и по заявленному составу высокая: прорыва воды нет, сплошность поршня сохранена.

Техническим результатом является создание многофункционального гелевого поршня и способа получения его, который обеспечивает высокий уровень герметизации полости трубы переменного диаметра до 1200 мм и с изменяемым направлением движения перекачиваемых сред до 90° как с подкладными кольцами, так и без них и разделения сред, и формирование гелевого поршня осуществляется в производственных стационарных условиях, обеспечивающих высокое качество гелевого поршня; при этом транспортирование гелевых поршней на объект осуществляется в специальных тубах, которые имеют сопрягающие элементы, соответствующие по размеру диаметру очищаемого трубопровода, и продавка готового поршня в полость очищаемого трубопровода осуществляется под давлением с помощью баллонов с азотом без использования КПП, что обеспечивает высокую степень безопасности при выполнении работ и комфортную работу обслуживающему персоналу [51].

Анализ патентов дал возможность разработать модернизированную методику получения гелевого поршня для очистки трубопроводов от нефтепродуктов и других отложений.

ГЛАВА 2. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО

Химические методы борьбы с АСПО направлены на две основные функции:

1. Предупреждение образования отложений парафиновых с применением химических реагентов, которые служат ингибиторами процесса формирования АСПО.

2. Очистка АСПО с применением органических растворителей и водных растворов различных ПАВ [10, 43].

Одним из способов предупреждения количественных образований парафиновых и уничтожения уже образовавшихся АСПО является применение химических реагентов [48].

На рисунке 5 представлен трубопровод с применением ингибиторов парафиноотложений и без применения ингибитора.



Рисунок 5 – Состояние трубопровода с применением ингибитора и без применения ингибитора

2.1 Применение реагентов для предотвращения образования АСПО

Применяя химические реагенты-ингибиторы, нередко возникает проблема их переработки, и ухудшается характеристика перекачиваемого продукта, а также необходимо выполнение ряда мероприятий по охране окружающей среды [44].

Классифицируя химические реагенты-ингибиторы, предотвращающие образование АСПО, можно представить их в виде таблицы 5:

Таблица 5 – Классификация химических реагентов-ингибиторов

Модификаторы	Реагируют с молекулами парафина, не давая увеличиваться кристаллам АСПО, что способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе движения. После ввода модификатора кристаллы парафина не образуют сгустков-скоплений, благодаря чему уменьшается вязкость нефти [53].
Диспергаторы	Проникают в структуру парафина и создают вокруг мелкодисперсных частиц парафина химические оболочки, которые способствуют уменьшению способности частичек парафина коагулировать и прилипать к внутренним стенкам трубопровода [13].
Смачивающие реагенты	Образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, которая препятствует адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для уноса их потоком транспортируемой жидкости.
Депрессанты	Затормаживают образование кристаллизационных центров парафинов, замедляют их рост и понижают температуру застывания нефти. Механизм действия заключается в адсорбции их молекул на молекулах парафина, что затрудняет их способность к объединению и накоплению на стенках трубопровода.
Реагенты комплексного действия	Применяются для одновременного ингибирования и удаления АСПО и деэмульгирования стойких эмульсионных композиций. Такие вещества растворимы в пресной воде, но к их недостаткам можно отнести высокую температуру застывания, из-за чего в зимнее время их применение затруднительно.

2.2 Применение реагентов для очистки образовавшихся АСПО

С первых лет, когда только начинали использовать трубопроводную систему для транспортировки продуктов, стали применять и химические реагенты, используемые для очистки труб от парафиновых отложений.

Составы для удаления АСПО из трубопроводов нефти, как правило, включают активные добавки и растворитель. Активные добавки (или, другими словами - химические вещества в этих составах) должны иметь более высокую энергию абсорбции, чем у АСПО, сформированных в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах. Это является необходимым условием, во-первых, для предотвращения адсорбции асфальтосмолопарафиновых компонентов, и, во-вторых, чтобы предотвратить повторное осаждение отложений в насосно-компрессорных трубах и нефтяных скважинах. В качестве химически активных добавок для удаления отложений является эффективным для применения растворимый в УВ ингибитор коррозии [45].

В начале 60-х годов прошлого века в Научно-исследовательском институте по транспорту и хранению нефти и нефтепродуктов были проведены исследования, в ходе которых было обнаружено, что скопления и налеты в трубопроводах наиболее рационально уничтожать периодической промывкой нефтепровода, применяя моющие препараты. Данные препараты, адсорбируясь на грязной поверхности больше, чем загрязняющие частицы, вытесняют их с поверхности, занимая их место.

Также были выдвинуты предположения, что от АСПО можно избавиться с помощью моющих присадок - смесь высокомолекулярных сульфонатов кальция с низкомолекулярными (имеются ввиду низкомолекулярные сульфонаты кальция) в соотношениях, устанавливаемых опытным путем.

В конце прошлого века М. А. Мурсалова, М. Ф. Асадов и А. И. Алиева (ГосНИПИ «Гипроморнефтегаз») предложили применять реагент-удалитель для устранения АСПО. Данный реагент-удалитель обладал относительно

высокой растворяющей способностью при низких температурах. Состав растворителя подбирался на основе доступности сырья в то время. Для создания этого растворителя определенного действия в состав на основе пиролизного сольвента вводили ПАВ, растворимые в углеводородах.

Авторы сделали вывод, что смесь (сочетание растворителя и ПАВ в едином составе) может решить проблему очистки за счет их комплексного влияния и гарантировать полученному составу высокую продуктивность.

Пиролизный сольвент выделяли на заводе синтетического каучука в городе Сумгаите из продуктов пиролиза легких УВ-ных фракций. Товарный продукт имел неизменный состав (фракция при температуре 125-195°C), плотность 855-860 кг/м³ при 20 °C и относится к IV классу по токсичности. Компонентный состав УВ в сольвенте представлен на диаграмме рисунка 6.

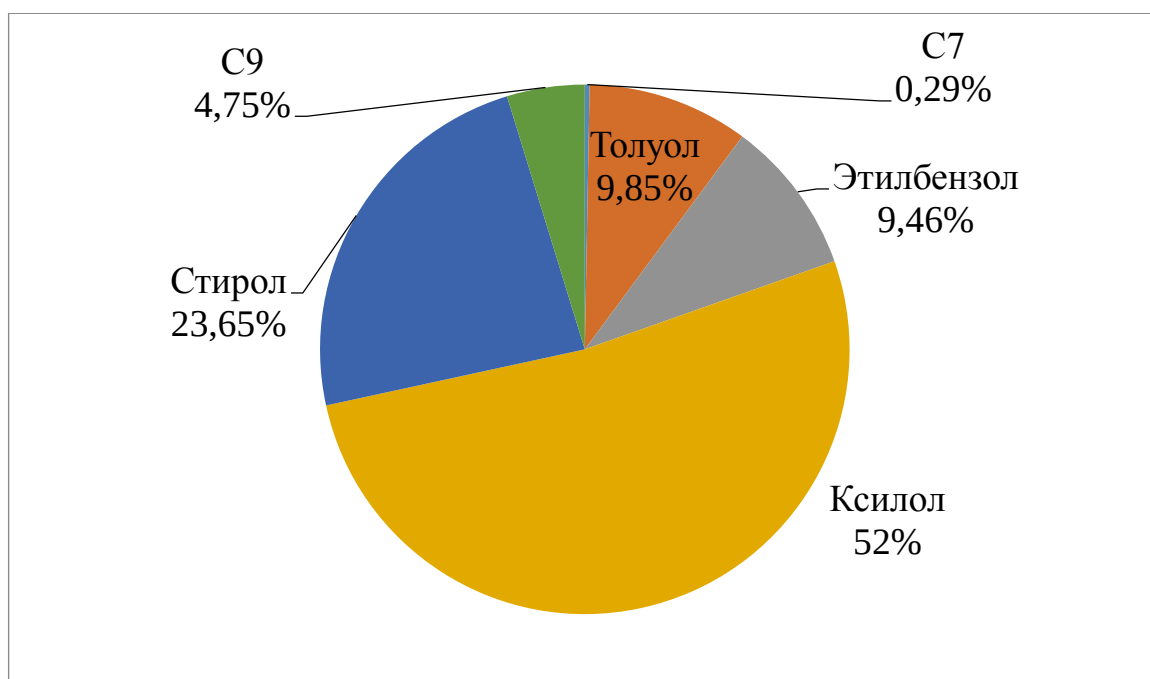


Рисунок 6 –Диаграммасостава углеводородов в сольвенте

Сольвент - соединение ароматических УВ, основную массу которого занимает ксилол (более 50%). Сольвент хорошо растворяет отложения при температурах 10°C и ниже, в отличие от многих других растворителей, что показывает его эффективность в использовании для очистки от АСПО.

Так как нафтеновые кислоты имеют нефтяную природу, они использовались в качестве ПАВ. Такие кислоты получали выделением при

очистке керосиновых и дизельных нефтяных фракций. Продукт содержит 95,0-96,4% кислот с 220-260 мол. масс. При концентрации ПАВ в углеводородной среде 0,1-1,0% масс. нафтеновые кислоты, обладающие поверхностно-активными свойствами, при 20°C снижают поверхностное натяжение на границе раздела сольвент-вода в 2,5-4,5 раза. Зависимость поверхностного натяжения ПАВ от концентрации представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Зависимость поверхностного натяжения ПАВ от концентрации

Концентрация ПАВ в сольвенте, в %	Поверхностное натяжение, 10^{-3}, Н/м
0,125	21,5
0,25	8,5
0,5	5,9
1,0	4,8

Благодаря диспергирующей способности ПАВ и улучшенным смачивающим свойствам состава, использование такой присадки в составе углеводородной композиции даст возможность увеличить глубину проникновения растворителя и площадь взаимодействия с АСПО, тем самым ускорит разрушение этих отложений.

Для защиты трубопроводов и улучшения пропускной способности в некоторых компаниях используются ингибиторы коррозии растворимые в воде, но их применение имеет ряд недостатков.

Более предпочтительный реагент для удаления АСПО из нефтепроводов и защиты от коррозии представляет собой углеводородный растворимый ингибитор коррозии комплексного действия, который обладает не только свойствами, обеспечивающими надежную защиту металлического оборудования, но и свойствами эффективных реагентов для удаления отложений. Преимущества использования углеводородных растворимых ингибиторов коррозии комплексного действия, по сравнению с ингибиторами растворимыми в воде, представлены в таблице 3 приложения.

По данным, приведенным в таблице 3 приложения, можно сделать вывод, что углеводородные ингибиторы имеют гораздо больше преимуществ, чем ингибиторы, растворяемые в воде.

На рисунке 7 изображен трубопровод, подверженный коррозии в результате использования ингибиторов, растворяемых в воде.



Рисунок 7 – Коррозия трубопровода

Основное преимущество по сравнению с аналогичными продуктами является комплексное действие, т.к. один реагент выполняет несколько функций, а именно:

- 1) как ингибитор АСПО на внутренних поверхностях трубопроводов;
- 2) как реагент для удаления АСПО нефтепродуктов;
- 3) как реагент для удаления (ополаскивания) механических минеральных загрязнений-отложений;
- 4) как ингибитор коррозии нефтепромыслового металлического оборудования и трубопроводов[66].

Применение реагентов не требует специальных остановок скважин, необходимых при применении других составов аналогичного назначения [45].

2.3 Применение вязкоупругих гелевых композиций для очистки нефтепроводов от отложений

Возможность модернизации процесса очистки внутренней поверхности трубопроводов появилась в 60-70-х гг., когда был создан новый класс химических веществ – высокомолекулярные водорастворимые полимеры [52]. С использованием высоковязких и упругих водорастворимых полимеров, на основе которых создали гелевые составы, обладающие высокими эластичными свойствами, появилась возможность усовершенствовать процесс очистки и повысить эффективность удаления отложений с трубопроводов[6].

Наиболее эффективно, в качестве таких полимеров, используются водные растворы полиакриламида аммиачного (АМФ) и известкового (ПАА) способа производства. Как уже говорилось ранее, данные высокополимеры растворяются в воде, которая считается самым доступным растворителем, не смешиваются с нефтью и отделяются от нее при простом отстаивании [46].

Высокомолекулярные водорастворимые полимеры обладают рядом ценных свойств:

- использование разбавленных растворов ПАА (2-3%-ный раствор);
- практически необратимое адсорбирование на поверхностях различной гидрофильности из хороших (вода, диметил-формамид) и плохих (УВ, спирты) растворителей;
- гидрофилизирующая способность полимерных водных растворов, которая значительно больше широко применяющихся эмульгаторов – неионогенных ПАВ.

Перечисленные ценные свойства и выдающаяся сорбирующая способность молекул ПАА на поверхностях различной природы послужили начальным моментом для определения новых реагентов для удаления отложений с полости нефтепроводов.

Многочисленными испытаниями в различных производственных межсезонных условиях подтвердилась способность растворов водорастворимых полимеров обеспечивать безопасную и точную очистку

поверхностей трубопроводов, в которых непрерывно происходит образование и накопление АСПО и других отложений.

Вязкоупругие композиции стали применяться в России с конца 70-х годов. Наиболее распространенным высокомолекулярным водорастворимым полимером стал полиакриламид. И в большинстве случаев работа по созданию гелевых композиций базировалась именно на нем.

Проведение практических работ по использованию вязких водным раствором полиакриламида с активными добавками на нефтепроводах Башкортостана и Украины продемонстрировали возможность одновременного удаления слоев отложений механической грязи и рыхлых отложений парафина и предотвращения их образования на стенках трубопровода.

Так же гелевые поршни широко применяются и за рубежом. Впервые подобные гелевые композиции были использованы в 1971 г. компанией «DowellofCanada» для удаления воды из трубопроводов. За рубежом используемые в трубопроводных работах гелевые составы подразделяют на четыре группы: углеводородные, гели-разделители нефтепродуктов, осушающие, гели-поршни для выноса мусора из трубопровода [47].

2.3.1 Преимущества использования гелевых композиций

Методы очистки парафиновых отложений, которые базируются на применении механических приспособлений, не могут применяться на участках, не имеющих оборудования КПП скребков, в трубопроводах, имеющих различные сужения, резкие повороты, частично открытые задвижки. А также многократный запуск скребков способствует спрессовыванию на стенках парафинового отложения, которое в будущем трудоемко и энергозатратно удалить существующими методами, а иногда и вовсе невозможно полное удаление [64, 68].

Полная очистка механических загрязнений и воды из полости нефтепровода такими скребками и потоком перекачиваемой среды также не может быть выполнена [5].

Именно по этим причинам все больше стали применяться гелевые композиции для очистки трубопроводов.

Преимущественные свойства, которыми обладают гели [69]:

- псевдопластичность;
- вязкоупругость;
- способность к самовосстановлению формы (без разрушения);
- легкая проходимость через местные сопротивления, восстанавливая свою форму и свойства до первоначальных;
- полное перекрытие сечения трубопровода;
- предотвращают смешивание разделяемых жидкостей;
- имеют высокую адгезионную способность к загрязнениям;
- относительная дешевизна проведения работ [63].

Из выше перечисленного можно сделать вывод, что использование гелевых композиций целесообразно:

- 1) при разделении последовательно перекачиваемых жидкостей (нефтей, нефтепродуктов, нефти и воды);
- 2) при очистке участков трубопроводов и резервных ниток, не оборудованных КПП очистных устройств и резервуаров, а также участков нефтепроводов с переменным диаметром;
- 3) при необходимости увеличения пропускной способности (ПС) или производительности нефтепровода или снижения рабочего давления;
- 4) для осушки полости газопроводов.

Для выполнения перечисленных задач к гелевым композициям предъявляются следующие требования [66]:

- высокая объемная и поверхностная активность;
- повышенные адсорбционные и адгезионные свойства;
- пониженная десорбционная способность в динамических условиях;
- способность образования на стенках трубопровода гидрофильного слоя полимера;
- высокая эластичность;

- высокая технико-экономическая эффективность[68].

Этапы проведения очистки [70]:

Во-первых, определяется выбор компонентного состава гелевого поршня на основании предыдущего опыта запусков. Во-вторых, определяется длина гелевого поршня из расчета устойчивости и стабильности состава упругого поршня в трубопроводе протяженностью не более 45 – 55 метров. Затем рассчитывается объем гелевой «пробки» и количество необходимых реагентов [4].

При приготовлении гелевого поршня и загрузки его в полость трубы используются механизмы и аппараты, постоянно применяемые на нефтегазодобывающих предприятиях.

Время изготовления занимает около 3-4 часов. Время формовки гелевой «пробки» в полости трубопровода составляет около 5-6 часов [48].

На рисунке 8 изображен процесс прохождения гелевого поршня через полость трубопровода.



Рисунок 8 – Прохождения гелевого поршня в полости трубопровода

2.3.2 Утилизация и переработка гелевого поршня

Данные полимерные композиции – гелевые поршни - экологически безопасны (имеют невысокий 3 класс опасности [14], из-за наличия ДТ в своем составе), считаются химически инертными, и имеются способы их утилизации[39].

Использованные гелевые поршни, содержащие всевозможные нефтяные остатки и отложения, можно использовать как модифицированную добавку в асфальтобитумной смеси. Асфальтобитумная смесь используется при возведении, реконструкции и ремонте транспортных, дорожных, и аэродромных покрытий. Битулами называют твёрдые или смолоподобные продукты, которые представляют собой смесь УВ и их производных. Они не растворяются в воде, полностью или частично растворимы в органических растворителях [19].

Наличие данной смеси в покрытиях увеличивает качественные характеристики, предотвращая возникновение трещин, провалов и проседаний в дорожном полотне.

Также, для гелевых поршней после использования существуют полигоны захоронения.

2.4 Себестоимость реагентов для получения гелевого состава для очистки трубопроводов

Гелевый поршень патента № 2619682 производится из таких компонентов: полиакриламид, хлорид натрия, АХФС, КФК, ДТ, вода дистиллированная, карбамид (мочевина).

Далее представлен список цен реагентов, взятых из интернет-источников[68], актуальных на 2017 год:

- полиакриламид – около 200 000 руб/т (200 руб/кг);
- хлорид натрия – около 4000 руб/т (4 руб/кг);
- алюмохромфосфатное связующее – около 245 руб/кг;
- КФК – около 15 руб/кг;

- ДТ – около 31 руб/л;
- вода дистиллированная – около 1 800 руб/т (1,8 руб/кг);
- карбамид (мочевина)–около 15 700 руб/т (15,7 руб/кг).

Рассчитаем необходимое количество реагентов (в % масс.) для приготовления 115,15 г гелевого поршня при известном массовом соотношении.

115,15 г. – 100%:

NaCl = 5 г. = 4,34%;

АХФС = 0,15 г. = 0,13%;

КФК-85 = 10 г. = 8,68%;

ДТ = 6 г. = 5,22%;

Полиакриламид = 9 г. = 7,82%;

Вода дист. = 75 мл = 65,13%;

Карбамид = 10 г. = 8,68%.

Далее в таблице 7 представлена примерная стоимость 115,15 г гелевого поршня.

Таблица 7 – Стоимость гелевого поршня массой 115,15 г

Наименование реагента	Масса реагента, в г.	Цена, в руб.
NaCl	5	1,8
АХФС	0,15	0,04
КФК-85	10	0,15
ДТ	6	0,2
Полиакриламид	9	1,8
Вода дист.	75	0,14
Карбамид	10	0,16
Сумма (Σ)	115,15	4,29

То есть 115,15 г. гелевого поршня оценивается в 4,29 руб.

Цена за тонну гелевого поршня – 37 255, 75 руб.

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ РАБОТЫ. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ

3.1 Методика эксперимента по разработке гелевого поршня для очистки трубопроводов от нефтепродуктов и других загрязнений

Методика была разработана на основе патента № 2619682, авторов С.В. Афанасьева, В.Г. Беликовой, В.А. Волкова и А.Н. Турапина «Многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред и способ его получения» [46].

Оборудование: два стеклянных стакана на 150мл, стеклянная палочка для перемешивания, технические весы, пипетка на 1мл, мерный цилиндр.

Реагенты:

Эксперимент 1: КФК-85, АХФС(плотность $1,645 \text{ г/см}^3$), полиакриламид, дизельное топливо, хлорид натрия, дистиллированная вода.

Эксперимент 2: КФК-85, АХФС(плотность $1,645 \text{ г/см}^3$), полиакриламид, дизельное топливо, хлорид натрия, карбамид, дистиллированная вода.

На рисунке 9 представлены реагенты эксперимента.

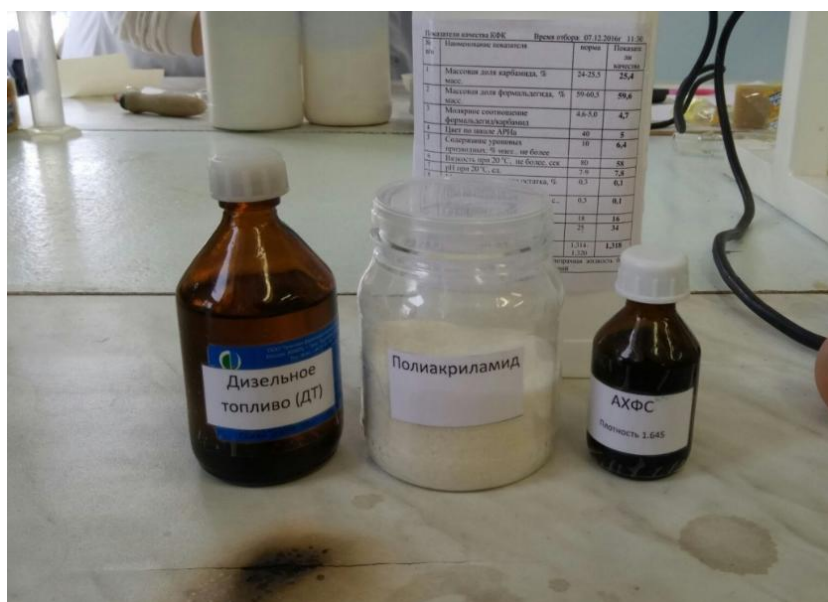


Рисунок 9 - Реагенты эксперимента

Ход работы:

Эксперимент 1. В мерном цилиндре отмеряем 75 мл H_2O , на технических весах взвешиваем 5 г NaCl (рис. 10) , 0,15 г АХФС и 5 г КФК-85 (рис. 11).



Рисунок 10 - Навеска 5г.NaCl на технических весах



**Рисунок 11 – 5 г. КФК-85 и в стеклянном стакане вода
с 0,15г. АХФС**

Смешиваем все реагенты в стеклянном стакане на 150 мл до полного растворения. Полученный раствор – раствор 1 (рис. 12).

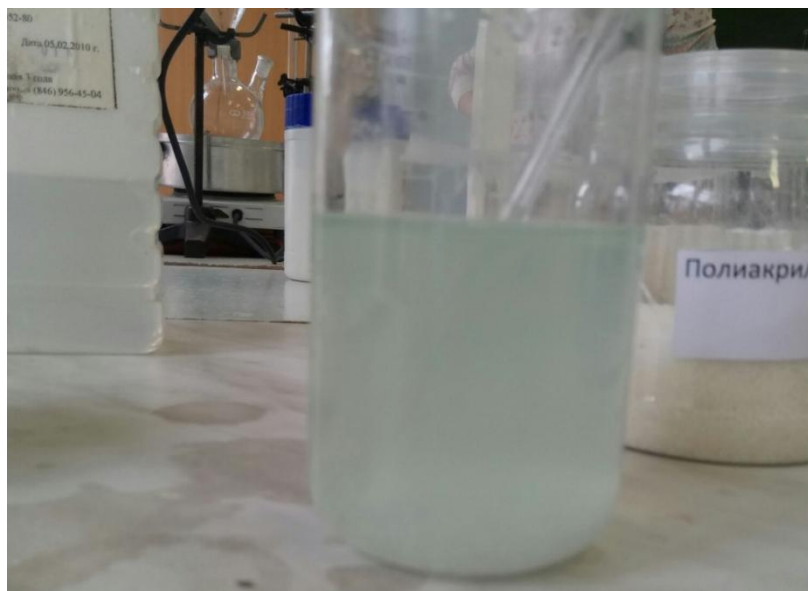


Рисунок 12 – Раствор 1

На технических весах взвешиваем 9 г полиакриламида (рис. 13) и 6 г. дизельного топлива.



Рисунок 13 - Навеска 9 г.полиакриламида

Тщательно перемешиваем во втором стеклянном стакане до полного смачивания полиакриламида маслом. Полученный раствор - раствор 2 (рис. 14).



Рисунок 14 - Раствор 2

Затем в раствор 1 при перемешивании добавляем в течение 30 сек – 2 мин раствор 2.

Выдержка образующегося состава 1-2 часа.

Эксперимент 2. В мерном цилиндре отмеряем 75 мл H_2O , на технических весах взвешиваем 5 г. $NaCl$, 0,15 г. АХФС, 10 г. КФК-85 и 10 г. карбамида (рис. 15).



Рисунок 15 - Навеска карбамида 10 г.

Смешиваем все реагенты в стеклянном стакане на 150 мл до полного растворения (раствор 1).

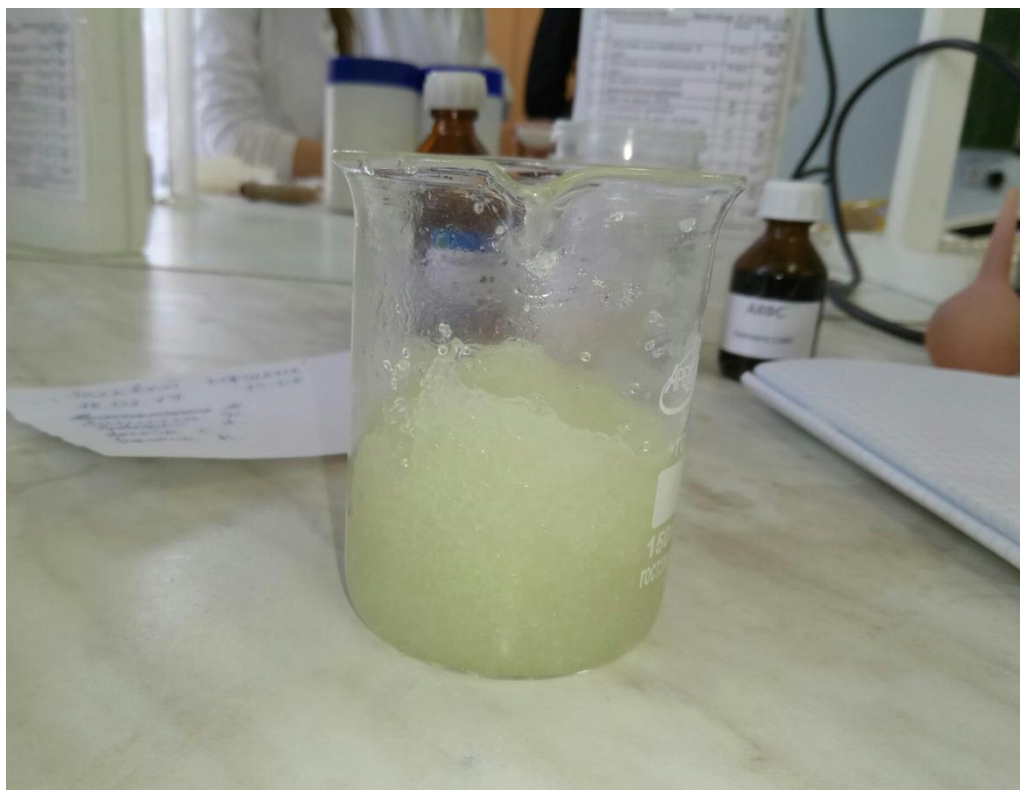
На технических весах взвешиваем 9 г полиакриламида и 6 г дизельного топлива. Тщательно перемешиваем во втором стеклянном стакане до полного смачивания полиакриламида маслом (раствор 2).

Затем в раствор 1 при перемешивании добавляем в течение 30сек-2мин раствор 2.

Выдержка образующегося состава составляет так же 1-2 часа.

3.2 Анализ результатов эксперимента.

В результате первого эксперимента спустя 2 часа мы получили эластичный продукт, а именно гелевый поршень (рис.16).



**Рисунок 16 - Готовый продукт – гелевый поршень эксперимента
№1**

В результате второго эксперимента мы получили гелевый поршень еще более эластичнее первого (рис. 17). Это значит, что добавление карбамида в уже существующий состав позволило улучшить эластичные свойства и качество данного продукта при эксплуатации в техническом процессе. Эластичность является одним из значимых критериев при оценке гелевых поршней, т.к. чем выше эластичность, тем качественнее происходит процесс абсорбции. «Новый» усовершенствованный гелевый поршень позволит еще более тщательно очищать трубопроводы различной кривизны за счет улучшенных свойств от остатков нефтепродуктов, что поможет затрачивать на очистку меньше времени с большей продуктивностью.

Полученные гелевые поршни двух экспериментов представлены на рисунке 18.

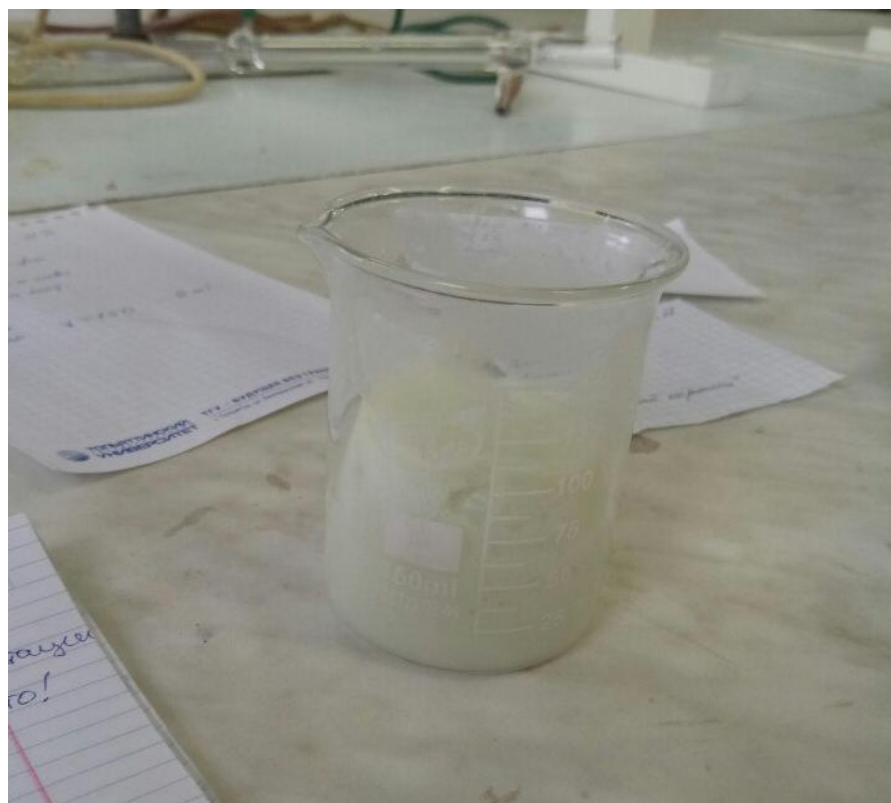


Рисунок 17 - Готовый продукт – гелевый поршень эксперимента №2



Рисунок 18 - Готовые гелевые поршни экспериментов №1 и №2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе бакалаврской работы был изучен процесс парафинизации трубопроводов, состав внутритрубных отложений, а также факторы и условия, влияющие на образование этих отложений. Были изучены основные методы очистки трубопроводов с выявлением недостатков. Был проведен патентный поиск по теме исследования. В результате анализа выбранных патентов были выявлены преимущества и недостатки существующих технологий, на основе чего была разработана методика получения гелевого поршня с улучшенными свойствами.

Был проведен анализ химических методов борьбы с отложениями, и описано применение гелевых поршней для очистки трубопроводов. Были определены преимущественные свойства гелевых поршней.

В экспериментальной части была предложена разработанная методика с целью получения усовершенствованного гелевого поршня, и описано проведение серии экспериментов, подтверждающее целесообразность методики.

Был выполнен расчет себестоимости 115 г. гелевого поршня, цена которого составила 4,29 руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте: Учебное пособие [Текст] / Под ред. В. Е. Прусенко, Б. Ф. Мартынюка. – М.: ООО «Анализ опасностей», 2003. – 351 с.
2. Арменский, Е. А. К вопросу изменения «живого» сечения нефтепроводов [Текст] / Е. А. Арменский // Транспортировка нефти и газа в условиях Севера. – 1996. – вып. 56. – С. 10-35.
3. Арменский, Е. А. Результаты экспериментальных исследований процесса парафинизации трубопроводов [Текст] / Е. А. Арменский, Б. Н. Мастобаев, Р. Я. Хайбуллин // О состоянии научно-исследовательских работ в решении проблем по комплексным программам нефтегазовой промышленности. – Уфа, 2001. – С. 78-79.
4. Афанасьев, С. В., Махлай, С. В. Карбамидоформальдегидный концентрат [Текст]: Технология. Переработка. Монография. – Самара: изд-во СНЦ РАН, 2012. - 298 с.
5. Афанасьев, С. В., Махлай, С. В. Химия и технология карбамидоформальдегидного концентрата. Монография. [Текст] – Самара: изд-во СНЦ РАН, 2007. - 285 с.
6. Ахмадуллин, К. Р. Перспективы применения полимерных гелей в трубопроводном транспорте [Текст] / К. Р. Ахмадуллин и [др.] // Межвузовский сборник научных статей. Нефть и газ. — Уфа: УГНТУ, 2006. - № 1. — С. 159–160.
7. Большеротов, А. Л. Система оценки экологической безопасности строительства. [Текст] / А. Л. Большеротов - М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2010. - 216 с.
8. Борисов, В. П. Изменение толщины парафиновых отложений по длине трубопровода и во времени [Текст] / В. П. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 1989. – №4. – С. 53-56.

9. Булина, И. Г. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей / И. Г. Булина, // Инженерный журнал. – 1978. – т. 3. – №6. – С. 123-127.
10. Василенко, С. К. Очистка нефтепроводов и резервуаров от остатков нефти для работы с нефтепродуктами [Текст] // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1989. - №11 – 36 с.
11. Веремеенко, С. А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. [Текст] / С. А. Веремеенко, А. А. Коршак, И. Г. Блинов – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
12. Галлямов, А. К. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей / А. К. Галлямов // Инженерно-физический журнал. – 1999. – т. 5. – №6. – С. 123-127.
13. Гимаев, Р. Г. Прогнозирование процесса запарафинивания магистральных нефтепроводов [Текст] / Р. Г. Гимаев // Уфа. – 1998. – С. 154-155.
14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [Текст]. – Введ. 1977-01-01 – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1977, -23с.
15. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Требования к санитарному ограничению содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Текст]. – Введ. 1977-01-04 – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1977, - 25с.
16. ГОСТ 20287-81. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания[Текст]. – Введ. 1992-01-01 – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1992, - 31с.
17. ГОСТ 4255-75. Метод определения температуры плавления нефти [Текст]. – Введ. 1976-07-01 – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1976, - 24с.
18. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные

положения [Текст]. – Введ. 2012-10-01– М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2010, - 20с.

19. Губин, В. Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов [Текст] / В. Е. Губин – М.: Недра, 2005. – 296 с.

20. Дегтярев, В. Н. Применение разделительных поршней для поддержания пропускной способности трубопроводов [Текст] / В. Н. Дегтярев // Нефтяное хозяйство. 2007. - № 11. - 169 с.

21. Джексенбаев, Е. К., Джексенбаев, Н. К. Совершенствование способов борьбы с парафиноотложениями при добыче и транспортировке нефти [Текст] // Материалы международной научно- практической конференции "Проблемы и перспективы развития нефтяной промышленности Казахстана". 2005 г.

22. Жиганнуров, Р. М. Исследование распространения ультразвука в отложениях магистральных нефтепроводов [Текст] / Р. М. Жиганнуров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №2. – С. 7-10.

23. Ибрагимов, Г. З. Химические реагенты для добычи нефти [Текст] / Г. З. Ибрагимов, В. А. Сорокин: Справочник рабочего. - М.: Недра, 2003. - 240 с.

24. Имаев, Д. Х. Влияние температурного режима на парафинизацию нефтепроводов [Текст] // Д. Х. Имаев // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – 2003. – № 18. – С. 3-9.

25. Исхаков, Р. Г. Механический разделитель для применения в магистральных нефтепроводах / Р. Г. Исхаков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2002. – №2. – С. 5-10.

26. Колесник, И. С. Влияние температуры на процесс парафинизации [Текст] / И. С. Колесник, И. П. Лукашевич, О. Г. Сусанина // Нефть и газ. – 1991. – №2. – С. 83-88.

27. Комлев, И. М. Очистка трубопроводов гелевыми системами [Текст] / И. М. Комлев, И. Е. Чаплин, Н. В. Чухарева // Томский политехнический университет. 2003. – С. 10-15.
28. Коннова, Г. В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: Учебное пособие [Текст] / Под ред. Г. В. Конновой. – Ростов-на-Дону: Оформление, изд-во «Феникс», 2007. – 127 с.
29. Коршак, А. А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа: учеб. пособие [Текст] / А. А. Коршак. – Ростов-на-Дону: изд-во Феникс, 2015. – 365 с.
30. Кошелев, В. Н. АСПО в процессах добычи, транспорта и хранения [Текст] / В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 15-31.
31. Кравченко, И. Н. Разработка мероприятий по борьбе с парафиновыми отложениями на магистральном нефтепроводе Туймаза [Текст] / И. Н. Кравченко, Ш. Н. Ахатов. – Уфа, 1956. – №27.
32. Кузнецов, П. Б. Исследование процесса парафинизации магистральных нефтепроводов [Текст] / П. Б. Кузнецов. – М., 1998. – 145 с.
33. Лебедич, С. П. Парафинизация магистральных нефтепроводов и борьба с ней [Текст] / С. П. Лебедич // Нефтяник. – 1993. – №3. – С. 17-19.
34. Лурье, М. В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. [Текст] – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
35. Макаревич, А. В., Банный В. А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности [Текст] // Экология промышленного производства. 2013. №2. С.2-3.
36. Мансуров, Ф. Г. Влияние температурного режима нефтепровода на отложение парафина [Текст] / Ф. Г. Мансуров, В. Е. Губин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1997. – №5. – С. 14-17.
37. Мастобаев, Б. Н. Исследование процесса парафинизации и диагностирование состояния внутренней поверхности нефтепроводов [Текст] / Уфа, 1989. – 26 с.

38. Мастобаев, Б. Н. Экспериментально-исследовательское определение количества отложившегося парафина в трубах / Б. Н. Мастобаев / – Уфа. – 1999. – С. 46-47.
39. Мовсум-Заде, Э. М. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти [Текст] / Э. М. Мовсум-Заде, Б. Н. Мастобаев, А. М. Шаммазов, Ю. В. Лисин. – СПб.: Недра, 2012. – 360 с.
40. Мухаметшин, Е.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений // Научный электронный архив. URL: <http://econfr.ae.ru/article/9195> (дата обращения: 20.05.2017).
41. Назаров, А. А. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефти [Текст] / А. А. Назаров // Инженерно-физический журнал. – 2002. – т. 5. – №6. – С. 123-127.
42. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов [Текст] / Под ред. В. Г. Креца, В. Г. Лукьянова. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2002. – 900 с.
43. Новоселов, В. Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа [Текст]: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 2001. – 93 с.
44. Новоселов, В. Ф. К вопросу отложения парафина на стенках нефтепроводов / В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов [Текст] // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – 2000. – С. 183-190.
45. Пат. №2271879 России, МПК. Композиционный состав для очистки трубопроводов и разделения сред. / Дегтярев В. Н., Перунов В. П., Волкодаева О. В. Заявл. 29.04.2003, опубл.20.03.2006. Бюл. №26.
46. Пат. №2619682 России, МПК. Многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред и способ получения его / Афанасьев С. В., Беликова В. Г., Волков В. А., Турапин А. Н. Заявл. 29.10.2016, опубл.01.05.2017. Бюл. №2.

47. Пат. №2209364 России, МПК. Состав разделительного поршня для очистки трубопровода, разделения сред / Дегтярев В. Н., Перунов В. П. Заявл. 11.06.2000, опубл. 10.04.2002. Бюл. №13.
48. Подунов, И. М. Парафиновые отложения, образующиеся в магистральных нефтепроводах [Текст] / И. М. Подунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 2002. – №10. – С. 3-6.
49. Поздышев, В. С. Технологические нефтепроводы промышленных предприятий / В. С. Поздышев – М.: Изд-во Феникс, 2001. – 655 с.
50. Порайко, И. Н. О возможности борьбы с образованием парафиновых отложений с помощью полиакриламида [Текст] / И. Н. Порайко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1999. – №12. – С. 3-5.
51. Репин, Н. Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина в трубах / Н. Н. Репин / М.: Недра, 1998. – С. 157-166.
52. Салатин, Н. В. О скорости роста отложений парафина в трубах [Текст] / Н. В. Салатин, В. С. Фокеев / Нефть и газ. – 2006. – №9. – С. 53-61.
53. Сафронов, П. А. Применение гелей для очистки трубопроводов от загрязнений [Текст] / Трубопроводный транспорт за рубежом. – 2002. – №4. – С. 42-43.
54. Субаев, У. М. К вопросу определения количества отложившегося парафина в трубах / У. М. Субаев, Б. Н. Мастобаев. – Уфа. – 1978. – С. 49-50.
55. Тавашерна, Р. И. Технологические нефтепроводы промышленных предприятий [Текст] / Р. И. Тавашерна – М.: Стройиздат, 1991. – 655 с.
56. Тугунов, П. И. Транспорт и хранение нефти и газа [Текст] / И. П. Тугунов, В. Ф. Новоселов – М.: Недра, 1998. – 150 с.
57. Тугунов, П. И. К вопросу отложения парафина на стенках нефтепроводов [Текст] / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – 1999. – вып. 2. – С. 183-190.

58. Фокеев, В. М. Методы борьбы с отложениями парафина, в отечественной и зарубежной практике [Текст] / В. М. Фокеев / М., 1999. – № 5. – С. 65-69.
59. Шейх-Али, Д. М. Предупреждение отложений парафина с помощью гидродинамических вибраторов [Текст] / Д. М. Шейх-Али, Е. П. Линьков – Уфа, 2002. – С. 66-65.
60. Шихиев Я. Д. Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО [Текст] // Международный студенческий вестник. – 2015 г. – №6. – С.133-135.
61. Cheong, W.C. Formation, removal and inhibition of the inorganic scale in the environment of oil deposits. International Oilfield Scale Conference. Aberdeen, UK, 28-29 May, 2007.
62. De Boer, R.B. "Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice and the Selection of Inhibitors" SPE Production & Facilities, February 2002, p. 55-61.
63. El Hajj, H., Pal, O., Zoghbi, B. Compositional analysis and treatment of oilfield scales. Halliburton, United States, August 2009, p. 44.
64. Jan, F. C. Liquid slip in micro- and nanofluidics: Recent research and its possible implications. «Oil Gas Scientific Research Project» Institute, April 2007, p. 119.
65. Mansoori, P.A. "Arterial Blockage in the Petroleum and Natural Gas Industries" Proceedings of controlling hydrates, asphaltenes and wax conference, Paper No. 2, IBC UK Conferences, London, September 2007, p. 27.
66. Pal, O., Nanda, J., Loghry, R. Compositional analysis of characteristic oil-field scale using multiple analytical techniques / Paper Presented at IORS 2013 Mumbai, India, 3-4 September, 2013, p. 103.
67. [<http://himipex.com/trunk-pipelines-corrosion-protection>] - Corrosion protection of Oil and Gas pipelines, 2015.
68. [<http://nhpp.su/index.php?id=63>].
69. [<http://www.delta-prom.net/servis8.html>].

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1 – Результаты диагностирования магистральных нефтепроводов

Нефтепровод	Площадь участка, подлежащая обследованию	Площадь участка с отсутствием диагностической информации	Фактически обследованная площадь участка	Процент обследования участка
Киенгоп – Набережные Челны (лупинг 0 – 206км), Д530мм, 2004г.	342184,310	82319,700	259864,610	75,943
Киенгоп – Набережные Челны (лупинг 0 – 206км), Д530мм, 2009г.	336982,491	3366,140	333616,351	99,001
Ножовка – Мишкино – Киенгоп, (участок Мишкино – Киенгоп) Д530мм, 2005г.	85741,546	2257,940	83483,606	97,376
Ножовка – Мишкино – Киенгоп, (участок Мишкино – Киенгоп) Д530мм, 2006г.	77829,223	295,446	77450,196	99,513
Ножовка – Мишкино – Киенгоп, (участок Ножовка – Мишкино) Д219мм, 2006г.	39509,572	7,723	39501,851	99,980
Азнакаево – Альметьевск 2, Д530, 2004г.	83321,420	52,080	83269,340	99,937

Таблица 2 – Особенности применения различных способов борьбы с АСПО в трубопроводном транспорте

Способы	Особенности применения
<i>Механические:</i>	
- скребки различной конструкции	Требуют устройства КПП средств очистки. Обладают высокой чистящей способностью, износостойкостью и обеспечивают требуемое качество очистки
- шары и поршни, изготавливаемые из различных материалов	Требуют устройства КПП средств очистки, склонны к застреванию в трубопроводе, недолговечны
<i>Тепловые:</i>	
- промывка горячим теплоносителем;	Характеризуются высокой отмывающей способностью, но работают на относительно небольшие расстояния (ввиду тепловпотерь). Требуются затраты на покупку и содержание специальных передвижных котельных установок, узлов ввода в трубопровод, способствуют ухудшению качества транспортируемого продукта.
- электропрогрев	
<i>Физические:</i>	
- физическое воздействие на транспортируемый продукт	Не ухудшают качество перекачиваемой нефти и достаточно эффективны, но в трубопроводном транспорте ввиду значительной протяженности конструктивно и технически сложны в изготовлении и монтаже, требуют дополнительных затрат на эксплуатацию.
<i>Химические:</i>	
- закачка растворителей и ингибиторов	Химические реагенты обладают высокой моющей и растворяющей способностью, но для качественной очистки требуется большой объем дорогостоящих препаратов. Требуются исследования по влиянию химических реагентов на качество нефти.
- применение моющих препаратов	
- очистка с помощью гелеобразных поршней	Гелеобразные поршни могут проходить по трубам различного диаметра без повреждения, обеспечивают хорошее гидравлическое уплотнение, повышают эффективность химической обработки, удаляют механические включения, вводятся в трубопровод без стандартных КПП, обеспечивают снижение энергозатрат на перекачку продуктов. Удаляют лишь вновь образованные рыхлые отложения.

Таблица 3 – Преимущества углеводородных ингибиторов над ингибиторами, растворимыми в воде

№ п/п	Свойства	Углеводородные ингибиторы	Ингибиторы растворимые в воде
1	Защита от коррозии	Создают сильную и долгосрочную защитную пленку на поверхности трубопровода при любой обводненности.	Создают пассивирующую пленку не по всех поверхности трубопровода. Пленка очень чувствительна к изменениям pH и присутствию агрессивных компонентов в воде.
2	Удаление АСПО	Удаляют. Они имеют высокую степень промывки и обладают моюще-диспергирующими свойствами.	Не удаляют. Не обладают стиральными и моюще-диспергированными свойствами.
3	Ингибирование АСПО	Обладают. Уменьшают количество АСПО осажденных на внутренней поверхности трубопровода.	Не обладают. Могут стимулировать образование твердых АСПО в виде налета.
4	Диспергирующие свойства	Обладают. Снижают температуру начала кристаллизации твердых парафинов.	Не обладают.
5	Удаление минеральных солей	Обладают. При постоянной подаче в трубопровод эффективно смывают соли.	Не обладают. В случае, если ингибитор основан на неорганике, они увеличивают количество минеральных солей в придонной воде.
6	Удаление глинисто-песчаных загрязнений	Обладают. При постоянной подаче в трубопровод в течение длительного времени удерживают примесь глины и песка в жидкости.	Не обладают
7	Увеличение пропускной способности	Увеличивают.	Не увеличивают.