

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

УДК 621.436.01

на правах рукописи

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Заурбекова Кадыржана Сейтжановича

на тему:

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК
ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДО-ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**

Научный руководитель:
канд.техн.наук, профессор
кафедры ТМиО
Мырзахметов Б.А.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Горно-металлургический институт

УДК 621.436.01

На правах рукописи

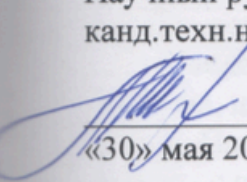
Заурбеков Кадыржан Сейтжанович

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание академической степени магистра

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК
ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДО-ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**


Направление подготовки: 6М072400 – Технологические машины и
оборудование

Научный руководитель,
канд.техн.наук, профессор

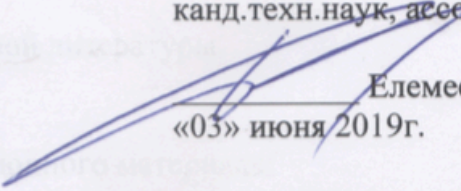

Мырзахметов Б.А.
«30» мая 2019г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазННТУ им. К.И. Сатпаева»
Горно-металлургический
институт им. О.А. Байконурова

Оппонент,
канд.техн.наук, доцент
Старший методист филиала
«Казахстанский ядерный университет»


Граф А.Ю.
«03» 06 2019г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ТМО
канд.техн.наук, ассоц. профессор


Елемесов К.К.
«03» июня 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Горно-металлургический институт имени О.А. Байконурова

Кафедра Технологические машины и оборудование

Специальность: 6М072400 - Технологические машины и оборудование



ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации
обучающемуся Заурбекову К.С.

Тема магистерской диссертации: “Повышение эксплуатационно-технических характеристик парогенераторных установок применением водо-топливных эмульсий”.

Утверждена приказом по университету № 1597-М от "30" 10. 2017 г.

Срок сдачи законченной работы «24» мая 2019 г.

Перечень подлежащих разработке вопросов или краткое содержание магистерской диссертационной работы:

Введение – актуальность, объект и предмет исследований, научная новизна, цель и задачи исследований.

1 Провести обзор и анализ технологии паротеплового воздействия на пласты с высоковязкой нефтью. Выводы по разделу.

2 Сделать анализ способов приготовления водо-топливных эмульсий. Выводы по разделу.

3 Дать предложение по модернизации парогенераторных передвижных установок для применения водо-топливных эмульсий. Сделать выводы по разделу.

4 Провести лабораторно-стендовые исследования эффективности присадок и стабильности водо-топливных эмульсий. Сделать выводы по разделу.

Заключение.

Список использованной литературы.

Приложения.

Перечень презентационного материала:

1 Актуальность, цель и задачи исследования, предмет, объект и научная новизна.

2 Тепловые методы воздействия на продуктивные нефтяные пласты.

3 Описание устройства и принципа работы ППУ 1600/100 выбранной в

качестве прототипа.

4 Предложение по модернизации системы парогенератора ППУ1600/100 для работы с водо-топливными эмульсиями.

5 Описание конструкции и принципа работы диспергатора.

6 Экспериментальные исследования стабильности с водо-топливными эмульсиями с применением присадок.

Рекомендуемая основная литература:

1 Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник. - М.: Недра, 1984, 467 с.

2 Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. Учебное пособие - М.: Недра, 1983, 378 с.

3 Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. - М.: Инфра-Инженерия, 2010, - 232 с.

4 Мырзахметов Е.Б. Энергоресурсосберегающая техника и технология транспортировки вязких нефтей и нефтепродуктов. - Алматы, 2013г.- 128с.

5 Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. М.: Недра, 1988. 313 с.

6 Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недра, 1995. 314 с.

4. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 424с.

7 Промтов М.А. Водотопливные эмульсии (ВТЭ). Тамбовского государственного технического университета. Россия.

8 Промтов М.А. Пульсационные аппараты роторного типа: теория и практика. Монография. - М.: Машиностроение -1, 2001. - 260 с.

9 Нефтепромысловое оборудование. Комплект Каталогов. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., Саруев Л.А. и др.- Томск: Изд. ТПУ, 1997.-822 с.

10 Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. - М.: Инфра-Инженерия, 2010, - 232 с.

39. Патент 2335705 от 10.10.2008г. Система подготовки жидкого топлива Браво-ВД.

11 Тепловой расчет котлов. Нормативный метод / Издание 3-е, переработанное и дополненное - СПб: Издательство НПО ЦКТИ, 1998г. - 257 с., с ил.

Научный руководитель
канд.техн.наук, профессор




Мырзахметов Б.А.

Задание принял
к исполнению обучающийся

Заурбеков К.С.

Дата " __ " __ 11 __ 2017 г.

АНДАТПА

Диссертациялық жұмыста ұялы бу шығаратын қондырғыларда жанармай ретінде су-отын эмульсияларын пайдалану мүмкіндігін негіздеу үшін зерттеулердің нәтижелері келтірілген.

Мұнайдағы судың эмульсиялары отынның айтарлықтай үнемдеуіне, жану процесін жақсартуға және жақсартуға, улы компоненттердің шығарындыларын азайтуға, қазандық қондырғыларының жұмыс беттерінің қызмет ету мерзімін ұзартуға және БШҚ дизель отынын тұтыну шығындарын айтарлықтай азайтуға мүмкіндік беретін тиімді отын болып белгіленді.

Диссертациялық жұмыста «Мазут + су», «дизель отыны + су» негізінде СОЭ-нің аналитикалық және зертханалық зерттеулерінің нәтижелері келтірілген. БШҚ жүйесінде СОЭ дайындау үшін техникалық шешім ұсынылды және нақты объектіде эмульсия дайындау схемасы әзірленіп, алдын-ала зерттеулер жүргізілді, бұл олардың практикалық қолданудың іргелі мүмкіндігін растады.

АННОТАЦИЯ

В диссертации приведены результаты исследований по обоснованию возможности применения водо-топливных эмульсий в качестве топлива в передвижных парогенераторных установках.

Установлено, что водомазутные эмульсии являются эффективным топливом, позволяющим добиться существенной экономии топлива, улучшить и облагородить процесс сгорания, снизить выбросы токсичных компонентов, повысить ресурс работы рабочих поверхностей котлоагрегатов и существенно снизить потребление дизельного топлива ППУ и затраты на его доставку.

В диссертации приведены результаты аналитических и лабораторных исследований ВТЭ на основе «мазут + вода», «диз.топливо + вода». Предложено техническое решение по приготовлению ВТЭ в системе ППУ и разработана схема приготовления эмульсии на реальном объекте и проведены предварительные исследования, которые подтвердили принципиальную возможность их применения на практике.

ANNOTATION

The thesis presents the results of studies to substantiate the possibility of using water-fuel emulsions as fuel in mobile steam-generating units.

It has been established that water-in-oil emulsions are an effective fuel that allows to achieve significant fuel savings, improve and improve the combustion process, reduce emissions of toxic components, increase the service life of the working surfaces of the boiler units and significantly reduce the consumption of MSGU diesel fuel and delivery costs.

The thesis presents the results of analytical and laboratory studies of WFE on the basis of “fuel oil + water”, “diesel fuel + water”. A technical solution for the preparation of WFE in the MSGU system was proposed, and a scheme for preparing an emulsion at a real facility was developed and preliminary studies were carried out, which confirmed the fundamental possibility of their practical application.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Технология паротеплового воздействия на пласты с высоковязкой нефтью	8
1.1 Тепловые способы воздействия на реологические свойства высоковязкой нефтью	8
1.2 Теплоносители для воздействия на высоковязкую нефть	15
1.3 Виды парогенераторных установок генерации пара	19
1.4 Выбор и обоснование применения водо-топливных эмульсий для генерации пара	23
Выводы по разделу 1	25
2 Анализ способов приготовления водо-топливных эмульсий	26
2.1 Мировой опыт применения водо-топливных эмульсий	26
2.2 Водо-топливные эмульсии	29
2.3 Эффективность применения водо-топливных эмульсий	33
Выводы по разделу 2	37
3 Модернизация парогенераторных передвижных установок для применения водо-топливных эмульсий	38
3.1 Передвижные парогенераторные установки, их характеристики	38
3.2 Описание конструкции передвижной парогенераторной установки ППУ 1600/100, выбранной в качестве прототипа	41
3.3 Усовершенствование конструкции ППУ 1600/100 для работы на водо-топливной эмульсии	46
3.4 Термодинамические расчеты работы парогенераторной установки	54
Выводы по разделу 3	68
4 Исследование эффективности присадок и стабильности водо-топливных эмульсий	69
4.1 Лабораторные исследования водо-топливных эмульсий	69
4.2 Термодинамическая оценка полученного повышения экономичности	81
4.3 Исследование химических аспектов воздействия воды на процесс горения	81
4.4 Сравнительные результаты исследования развития струй топлива и водо-топливной эмульсии	83
Выводы по разделу 4	85
Заключение	86
Список литературы	87

Использованные сокращения

ВТЭ – водо-топливные эмульсии;
ВВН – высоковязкие нефти;
ВГ – внутрислоевоe горение;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ПТВ – паротепловое воздействие;
КПД – коэффициент полезного действия;
ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

В связи с истощением запасов легких нефтей в последние годы все большее внимание начинают уделять месторождениям с тяжелой нефтью.

Одним из приоритетных направлений пополнения и укрепления ресурсной базы топливно-энергетического комплекса страны является вовлечение в активную разработку огромных запасов высоковязких нефтей (ВВН) и битумов. Несмотря на то, что эти запасы значительно превышают запасы легких нефтей, их потенциал используется недостаточно [1].

Особенностью этих месторождений является высокая вязкость нефти. Технологии добычи таких нефтей должны обеспечить снижение вязкости и обеспечить текучесть нефти для ее извлечения [2].

Актуальность работы обусловлена падением роста добычи нефти на старых месторождениях Казахстана и необходимостью внедрения новых технологий направленных на повышение коэффициента извлечения нефти с обеспечением низкой себестоимости работ, за счет снижения затрат на топлива и повышения энергоэффективности оборудования и технологий.

Цель – перевод парогенераторных установок на работу с водо-топливными эмульсиями.

Задачи – усовершенствование системы парогенераторной установки для работы на водо-топливной эмульсии с применением диспергаторов; исследование рационального соотношения компонентов водо-топливной эмульсии; исследования по выбору присадок для стабилизации водо-топливных эмульсий.

Предмет исследования – применение водо-топливных эмульсий в качестве топлива для парогенераторной передвижной установки типа ППУ 1600/100.

Объектом исследования является парогенераторная передвижная установка ППУ 1600/100.

Практической значимостью работы является обоснование организации процессов сжигания водотопливных эмульсий в ППУ, их составы и требования к их характеристикам.

Научной новизной диссертации является результаты теоретических, лабораторных и экспериментальных исследований по сжиганию ВТЭ в мобильных парогенераторных установках типа ППУ, схема модернизации топливной системы ППУ, конструкция горелочного устройства, способ приготовления эмульсии и схема подачи в топочное пространство.

Апробация работы: Результаты диссертационных исследований докладывались на семинарах кафедры, опубликованы три статьи в сборниках трудов Международных конференций «Сатпаевские чтения» (КазНИТУ имени К.И. Сатпаева) за 2017, 2018 и 2019 годах.

1 Технология паротеплового воздействия на пласты с высоковязкой нефтью

1.1 Тепловые способы воздействия на реологические свойства высоковязкой нефти

Мировой опыт освоения залежей высоковязких нефтей (ВВН) и битумов показал, что наиболее перспективной технологией их разработки являются термические методы добычи нефти. За счет применения этих технологий в мире добывается около 80% от всей нефти, добываемой с применением современных методов повышения нефтеотдачи пластов [3].

К термическим методам воздействия на пласт относятся:

- паротепловое воздействие;
- внутрислоевого горение;
- закачка горячей воды;
- пароциклическая обработка призабойных зон добывающих скважин;
- сочетание этих методов с другими физико-химическими методами (комбинированные методы).

Из всего арсенала известных термических методов наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей - воздействие на пласт путем площадной закачки пара и пароциклические обработки добывающих скважин [4].

Тепловые методы воздействия на пласт - это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Тепловые методы применяются в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне [5].

Вытеснение нефти паром - метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов - нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

а) Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400 °С - 200°С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

б) Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от

температуры начала конденсации (200 °С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

в) Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам [6].

При этом, паротепловой метод воздействия имеет ряд ограничений по применению, так данный метод не может быть реализован:

- в глубокозалегающих пластах;
- в пластах имеющих малую толщину и низкую проницаемость;
- в трещиноватых пластах с высоковязкой нефтью, приуроченных в основном к карбонатным коллекторам;
- в пластах имеющих значительную мощность подошвенных вод;
- в пластах с высокой водонасыщенностью, так как при смешивании пластовой воды с конденсатом пара повышается проводимость для воды и происходит значительное обводнение добываемой продукции. Если отношение толщины водонасыщенного слоя к нефтенасыщенному превышает величину 0,2, то в таких пластах не рекомендуется проведение паротеплового воздействия (ПТВ);
- в пластах характеризующихся высокой неоднородностью, так как пар будет перемещаться через зоны с высокой проницаемостью и обходить менее продуктивные зоны, уменьшая охват пласта по площади и толщине;
- возможно разрушение скелета пласта и вынос больших объемов песка в скважину, а также образование стойких эмульсий с некоторыми типами нефтей и проблема коррозии;
- при вытеснении нефти паром нефтенасыщенность позади паровой зоны может снизиться до 5%;

Также, в процессе паротеплового воздействия возникают и такие проблемы, как влияние высокой температуры на обсадные трубы, насосно-компрессорные трубы (НКТ) и другое внутрискважинное оборудование. Поэтому нагнетательные скважины должны заканчиваться и обустриваться с учетом работы при высоких температурах.

В настоящее время разработан ряд технических решений, таких как разработка:

- суперизолированных НКТ;
- высокотемпературных пакетов;
- забойных парогенераторов.

За счет их внедрения возможно увеличение глубины проведения паротеплового воздействия до 1500 м, но при этом необходимо просчитать экономическую обоснованность.

1.1.1 Способ парогравитационного воздействия на продуктивный пласт

Применение метода парогравитационного воздействия или более известная как SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) заключается в следующем: производится бурение двух горизонтальных скважин расположенных параллельно вблизи подошвы пласта на расстоянии 5-10 м друг от друга. Верхняя скважина служит для нагнетания в пласт пара другая скважина является добывающей [7].

➤ Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)

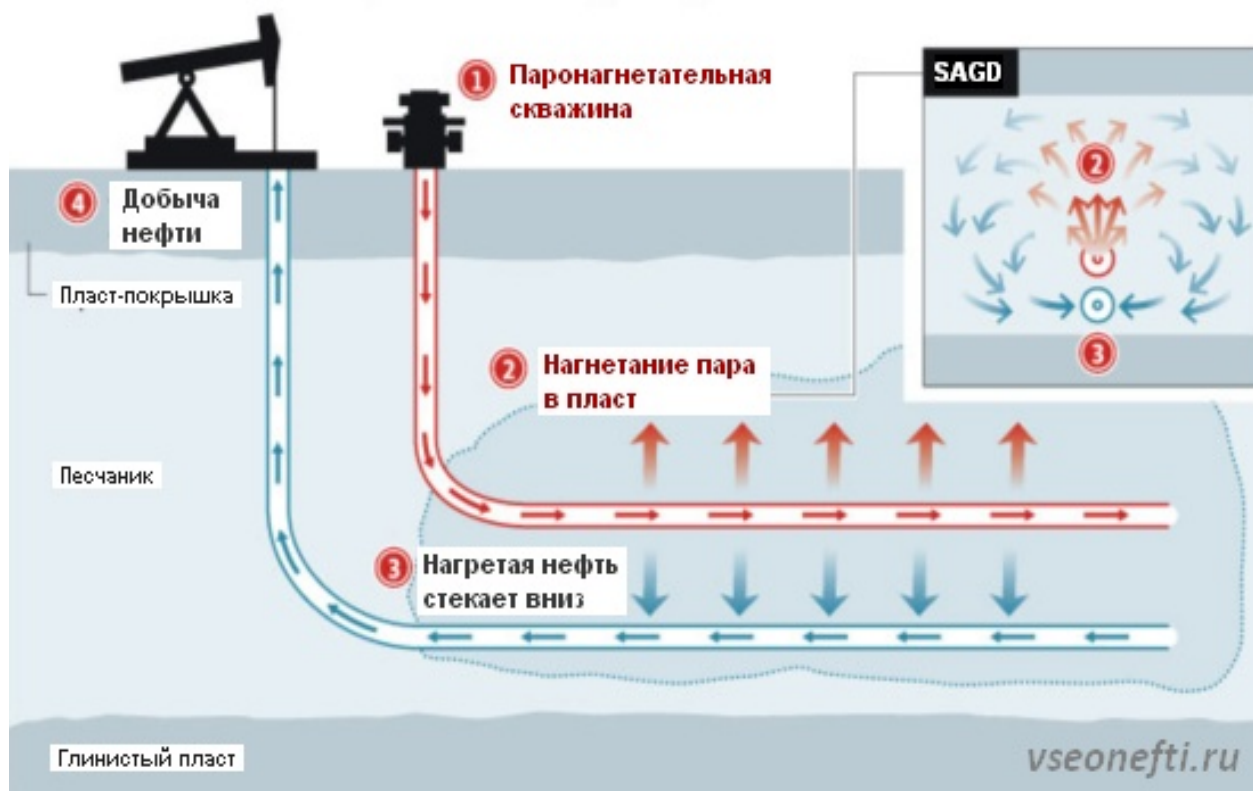


Рисунок 1.1 – Технология добычи тяжелой нефти методом SAGD
Данный метод производится в 2 стадии.

Первая стадия включает в себя циркуляцию пара в двух горизонтальных скважинах, суть данной стадии заключается в улучшении гидродинамической

связи между двумя скважинами, прогрев зоны между нагнетательной и добывающей скважиной.

Вторая стадия – суть этой стадии заключается в нагнетании в пласт пара через нагнетательную скважину, при этом происходит образование высокотемпературной паровой камеры. Происходит разогрев нефти, повышается ее текучесть и под действием силы тяжести нефть стекает к нижней добывающей скважине.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности проектов SAGD с технологической, экономической и с экологической точек зрения является использование углеводородных растворителей. За последние годы был разработан целый ряд модификаций SAGD [8]:

- Vapour Extraction (VAPEX) – извлечение нефти посредством парообразного растворителя;

- Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD) – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя;

- Solvent Aided Process (SAP) – процесс с добавкой растворителя;

- Steam Alternating Solvent (SAS) – чередование закачки пара и растворителя.

Существует и ряд других менее известных модификаций данного метода.

На территории Казахстана целый ряд месторождений имеет высоковязкую нефть, при этом они имеют существенное отличие по глубине залегающих продуктивных пластов, например месторождения Каражанбас 228 - 466 м, Королевское - 3952 м, Кенкияк - 3800 м. Применение новой технологии SAGD для разработки продуктивных пластов с высоковязкой нефтью представляет интерес для месторождений с небольшой глубиной залегания продуктивных пластов.

1.1.2 Способ прогрева призабойной зоны скважины

Метод относится к нефтегазовой промышленности и предназначен для теплового воздействия на призабойную зону скважины, снижение вязкости нефти перед приемом погружного насоса и для предупреждения образования асфальтено-парафино-гидратных отложений. Способ прогрева призабойной зоны скважины характеризуется тем, что в призабойную зону скважины в интервал перфорации на хвостовике из НКТ ниже скважинного погружного оборудования в зависимости от необходимой длины и мощности нагрева опускают один или несколько соединенных между собой скважинных электрических резистивных нагревателей. Производят управляемый прогрев околоскважинного пространства призабойной зоны и поступающей в скважину пластовой жидкости.

Устройство для осуществления способа составлено из взаимосвязанных между собой скважинного нагревателя в виде регулируемых с поверхности нагревательных элементов и воздушной компрессионной камеры или узла гидрозащиты, с возможностью компенсации компрессионного воздействия нагретого теплоносителя. В устройство включены также внутренний датчик

температуры и регулятор мощности, подаваемой на скважинный нагреватель, выполненный в виде тиристорного выпрямительного блока, управляемого соединенным с ним программируемым контроллером станции управления нагревом с основным показателем в виде температурных характеристик работы устройства. Техническим результатом является повышение эффективности теплового воздействия на околоскважинное пространство в районе установки скважинного нагревателя, увеличения притока жидкости из пласта и снижения вязкости скважинной жидкости перед приемным фильтром скважинного насоса.

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности и предназначено для теплового воздействия на призабойную зону, снижения вязкости скважинной жидкости перед приемом погружного насоса и для предупреждения образования асфальтено-парафино-гидратных отложений.

Известен способ воздействия на нефтяной пласт [9], включающий спуск скважинного электронагревателя на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) в интервал нефтяного пласта с последующим разогревом и добычей разогретой продукции из скважины. Добычу разогретой продукции скважины ведут с периодической закачкой разогретой продукции скважины обратно в нефтяной пласт. Объем и давление закачки разогретой продукции и, соответственно, глубину проникновения разогретой продукции в нефтяной пласт с каждым периодом увеличивают до достижения максимально допустимого давления закачки продукции в нефтяной пласт. В каждом из периодов объем закачки разогретой продукции обратно в нефтяной пласт в несколько раз меньше объема добытой разогретой продукции из скважины. Устройство включает скважинный электронагреватель с токопроводом, размещенные на колонне НКТ. Колонна НКТ выше скважинного электронагревателя, но ниже динамического уровня продукции в скважине снабжена пакером, герметично разделяющим межколонные пространства скважины. Ниже пакера в колонне НКТ выполнены радиальные отверстия, а выше пакера в колонне НКТ установлен вставной штанговый глубинный насос. Колонна НКТ снизу заглушена, что увеличивает площадь теплопередачи на участке колонны НКТ от заглушки до радиальных отверстий.

Недостатком данного способа является то, что добычу разогретой продукции скважины ведут с периодической закачкой разогретой продукции скважины обратно в нефтяной пласт, соответственно, на время закачки добыча прекращается, что приводит к скважинному простоям. Учитывая, что способ предназначен для скважин, оборудованных штанговыми насосами, характеризующимися малыми дебитами, практической эффективности он не имеет.

Недостатками являются:

- сложное их конструктивное устройство;

- большинство нагревателей имеет высокое электрическое сопротивление нагревательного элемента, что требует приложения большой электрической мощности, поэтому они не работают на более глубокозалегающих пластах;
- при малых потоках выделяют большое количество нерегулируемого тепла на малую единицу длины и потому работают недолговечно и недостаточно надежно;
- недостаточная эффективность для тепловой обработки мощных пластов, а также для предупреждения образования асфальтено-парафино-гидратных отложений;
- низкая эффективность для прогрева и снижения вязкости продукции скважин на приеме глубинных насосов;
- отсутствие оперативного контроля за температурой нагревателя и автоматического управления нагревом.

1.1.3 Внутрипластовое горение

Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Он отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты непосредственно в пласте - основное преимущество данного метода [10].

Процесс внутрипластового горения (ВГ) - способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с.

Процесс внутрипластового горения сочетает все преимущества термических методов - вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу.

Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Генерирование теплоты непосредственно в пласте - основное преимущество данного метода.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций. Этот метод заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной

зоны с $t_{np} \sim 200$ °С и более, которая при нагнетании окислителя (воздуха) перемещается по пласту от нагнетательной к эксплуатационной скважине [11].

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта, происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80 % и более) остается позади фронта горения, практики

Диапазон применения ВГ очень широк - на неглубоко залегающих месторождениях и на значительных глубинах.

Различают два основных варианта внутрипластового горения - прямоточный и противоточный [12].

Прямоточное внутрипластовое горение - это процесс теплового воздействия на пласт, при котором фильтрация окислителя и распространение фронта горения происходит в направлении вытеснения нефти нагнетательной скважины к добывающей. Скорость движения фронта горения регулируется типом и количеством сгоревшей нефти и скоростью нагнетания воздуха.

Если же повышают температуру призабойной зоны добывающей скважины и очаг горения возникает в ее окрестности, то фронт горения распространяется к нагнетательной скважине, т.е. в направлении, противоположном направлению вытеснения нефти. Такой процесс называется противоточным горением. Он используется, как правило, только в том случае, если невозможно осуществить прямоточный процесс горения, например на залежах с неподвижной нефтью или битумом.

В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения. Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Основные недостатки метода:

1. Ограничение глубиной - до 1500 м.

2. Бурение дополнительных нагнетательных скважин-дублеров для отдельной подачи воздуха и воды.
3. Неравномерное выгорание пласта изменяет его свойства, что усложняет в дальнейшем применение каких-либо методов извлечения нефти.

1.2 Теплоносители для воздействия на воздействия на высоковязкую нефть

Наилучшими теплоносителями среди технически возможных являются вода и пар. Это объясняется их высокой энтальпией, т.е. теплосодержанием на единицу массы. Теплосодержание пара выше, чем воды, однако с увеличением давления они приближаются друг к другу. С увеличением давления нагнетания преимущества пара по сравнению с водой уменьшаются, если их оценивать только с позиций количества вводимой в пласт теплоты. Наибольшая эффективность достигается при закачке пара в неглубокие скважины, когда требуются низкие давления [13].

Важное значение для повышения эффективности воздействия пара на продуктивный пласт имеют исследования направленные на изучение энтальпии пара (теплосодержания) на величину которой, существенное влияние оказывают параметры пара – давление, температура, степень сухости и др.

При нагреве воды пар получаемый над водой называется – насыщенный пар. Определенной температуре насыщенного пара всегда соответствует определенное давление, и наоборот, определенному давлению всегда соответствует строго определенная температура [14].

При нагреве воды и отнятии даже незначительной теплоты часть пара конденсируется и находится в паре в виде мельчайших капелек воды, такой пар называется – влажный насыщенный пар.

Вес сухого пара в 1 кг влажного пара называется паросодержанием или степенью сухости - «х». При $x = 1$ насыщенный пар представляет собой сухой насыщенный пар.

Энтальпия пара (теплосодержание) – практически определяется как количество тепла, которое нужно для получения 1 кг пара данного состояния из 1 кг воды при 0°C , если нагрев происходит при постоянном давлении. При одной и той же температуре энтальпии пара значительно больше, чем энтальпия воды, так для того при одной и той же температуре энтальпии пара значительно больше, чем энтальпия воды. Для того чтобы нагреть 1 кг воды от 0 до 100°C , нужно затратить приблизительно 100 ккал тепла, так как теплоемкость воды равна приблизительно единице. Для того же, чтобы превратить эту воду в сухой насыщенный пар, нужно сообщить воде добавочно значительное количество теплоты, которое расходуется на преодоление внутренних сил сцепления между молекулами воды при переходе ее из жидкого состояния в парообразное и на совершение внешней работы расширения пара от начального объема V^1 (объем воды) до объема V^{11} (объем пара). Это добавочное количество теплоты называется теплота парообразования [15].

Следовательно, энтальпия сухого насыщенного пара будет определяться так:

$$i^{11} = i^1 + r, \quad \text{ккал/кг}, \quad (1.1)$$

где i^{11} - полная теплота (энтальпия пара);
 i^1 - энтальпия воды при температуре кипения;
 r – теплота парообразования.

Пар, температура которого выше температуры кипения воды при том же давлении, называется - перегретый пар.

Если давление пара равно 2,5 МПа, а температура его 425⁰ С, то он перегрет на 425 – 222,9 = 202,1⁰ С, так как давлению 2,5 МПа соответствует температура насыщенного пара, равная 222,9⁰ С [16].

Перегревая свежий пар, ему сообщается дополнительная теплота, то есть увеличивается начальная энтальпия. Это приводит к увеличению использованного теплопадения и повышению экономического к.п.д. установки работающей на перегретом паре. Кроме того, перегретый пар при движении в паропроводах не конденсируется в воду, так как конденсация может начаться только с момента, когда температура перегретого пара понизится на столько, что он перейдет в насыщенное состояние. Это важно знать, т.к. отсутствие конденсации свежего пара, не позволяет появляться воде, в случае появления которой, наблюдается разрушение лопаток паровой турбины.

Преимущество перегретого пара настолько значительны и выгодность его применения настолько велика, что современные турбинные установки работают почти исключительно перегретым паром.

Энтальпия перегретого пара

$$I = i^1 + a = i^1 + r + a, \quad \text{ккал/кг}, \quad (1.2)$$

Следовательно, она превышает энтальпию сухого насыщенного пара того же давления на величину, выражающую собой количество теплоты, дополнительно сообщенное пару при перегреве; это количество теплоты равно:

$$A = c_p (t_2 - t_1), \quad \text{ккал/кг}, \quad (1.3)$$

где c_p – средняя теплоемкость 1 кг пара при постоянном давлении. Ее величина зависит от давления и температуры пара;

t_1 – температура насыщенного пара;

t_2 – температура перегретого пара.

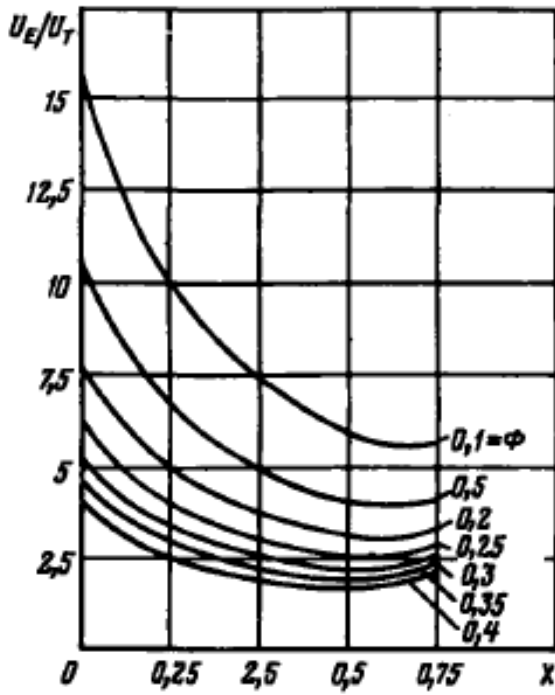
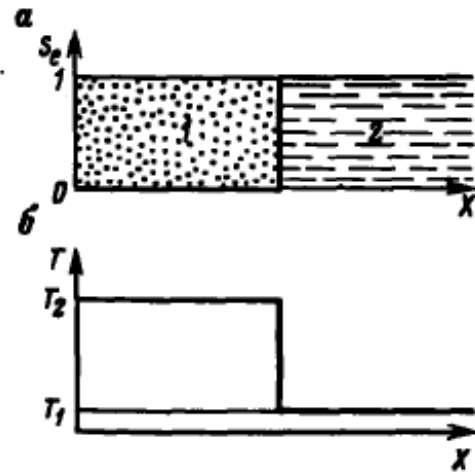
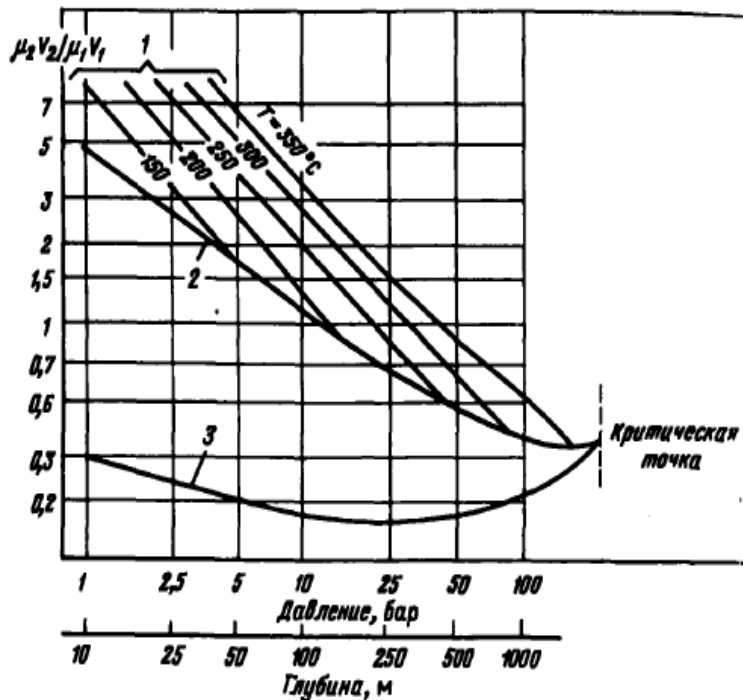


Рисунок 1.2 - Зависимость отношения скоростей продвижения фронта холодной воды и температурного фронта U_E/U_T от сухости пара и от пористости Φ среды



1 - водяной пар; 2 - вода
Рисунок 1.3 - Профиля насыщения (а) и температуры (б), имеющие вид ступеньки



1 - перегретым паром; 2 - насыщенным паром; 3 - нагретой водой

Рисунок 1.4 - Значения отношения $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1)$ в среде с пористостью 0,2 при различных способах вытеснения холодной воды

В нефтегазовой отрасли широко применяется метод вытеснения нефти водяным паром.

Паровая фаза существует в пористой среде, если давление в системе не превышает суммы равновесных давлений насыщения двух несмешивающихся жидкостей — воды и нефти. Следовательно, паровая фаза, состоящая из паров компонентов двух жидких фаз, возникает при нагнетании пара в нефтяной пласт, в этом случае пар располагается в области, прилегающей к скважине, (см. рис. 1.2-1.4).

При вытеснении нефти нагретой водой или паром основная доля их тепловой энергии расходуется на повышение температуры породы. При таких условиях даже в идеальном случае одномерного, адиабатического процесса (без тепловых потерь через боковую поверхность) фронт распространения температуры отстает от фронта вытеснения нефти.

При закачке горячей воды в пласте формируются две зоны: зона с падающей температурой и зона, не охваченная тепловым воздействием, с первоначальной пластовой температурой.

При закачке пара формируется три зоны: первая зона с примерно одинаковой температурой, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне. Вторая зона – зона горячего конденсата (воды), в которой температура снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Третья зона – зона, не охваченная тепловым воздействием, с пластовой температурой [17].

При внутрипластовом горении в пласте формируется несколько зон, как показано на рисунке 1.5 [18].

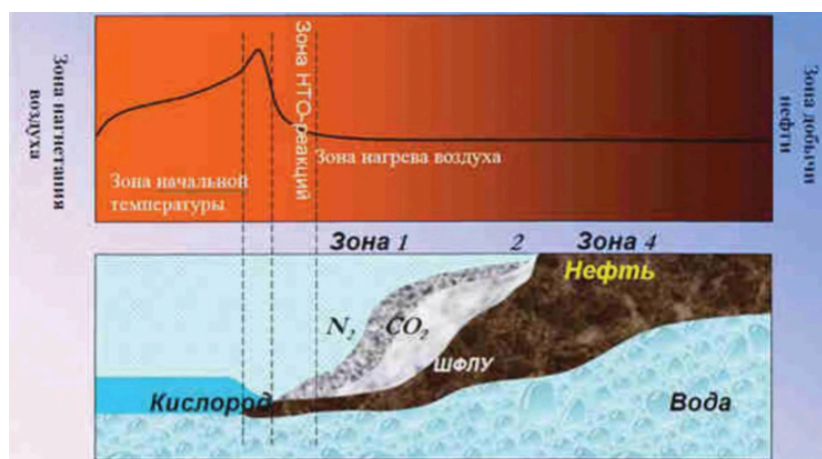


Рисунок 1.5 – Принцип внутрипластового горения

1. Выгоревшая зона со следами несгоревшей нефти или кокса, в которой закаченный воздух нагревается теплотой, оставшейся в этой зоне, после прохождения фронта горения.

2. Зона горения, в которой максимальная температура достигает 300-500 оС. Теплота в этой зоне передается главным образом за счет конвекции.

3. Зона испарения, в которой происходит разгонка нефти на фракции и крекинг остаточной нефти в результате ее нагрева горячими газами, поступающими из зоны горения. Пластовая и связанная воды в этой зоне превращаются в пар сухой или влажный в зависимости от температуры и давления в пласте.

4. Зона конденсации, в которой происходит конденсация углеводородов и паров воды вследствие понижения температуры. Нефть и вода проталкиваются к добывающим скважинам несконденсировавшимися газами и газами, образовавшимися в результате горения, такими как углекислый газ CO_2 , окись углерода CO и азот N_2 .

5. Зона увеличенной водонасыщенности, содержащая все три компонента – нефть, воду и газы.

6. Зона увеличенной нефтенасыщенности, образующаяся в результате перемещения нефти из предыдущих зон и содержащая маловязкую нефть вследствие обогащения ее легкими фракциями углеводородов. Температура в этой зоне близка к первоначальной.

7. Невозмущенная зона, в которой пластовая температура практически остается первоначальной, а поэтому и вязкость вытесняемой нефти низкой.

1.3 Виды парогенераторных установок для генерации пара

Парогенераторная установка - это совокупность узлов и агрегатов, служащих для получения водяного пара заданных параметров с использованием энергии топлива [18].

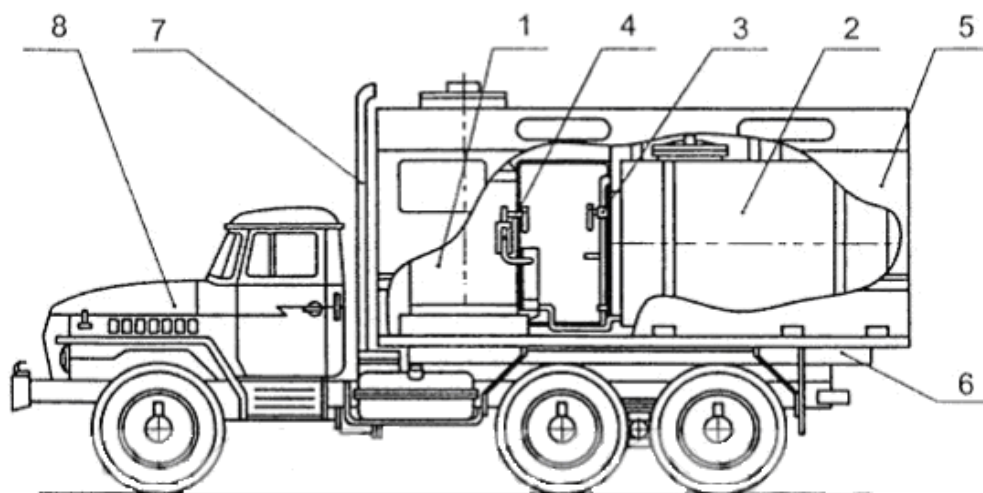
Парогенераторные установки выпускаются трех видов:

- передвижные (ППУ - передвижные парогенераторные установки, на базе автомобилей);
- на базе трейлеров (на прицепах);
- стационарные (СПУ - стационарные парогенераторные установки).

В качестве примера парогенераторных установок трех видов можно привести следующие схемы моделей.

1.3.1 Особенности передвижных парогенераторных установок

Установка промысловая паровая передвижная многофункциональная ППУА (рис.1.6) предназначена для депарафинизации нефтяных скважин, подземного и наземного оборудования насыщенным паром высокого давления (до 10 МПа), а также для проведения операций по обогреву, мойке и других работ паром низкого давления (до 0,6 МПа), в условиях холодного и умеренного макроклиматических районов. Представляет собой автономную котельную для выработки пара в полевых условиях. Монтируется на шасси автомобилей Урал, КАМАЗ, КрАЗ [19].



1 - котел паровой; 2 - цистерна для воды; 3 - топливная система питания котла; 4 - обвязка; 5 - кузов-фургон; 6 - рама с креплениями; 7 - система выхлопа; 8 - двигатель.

Рисунок 1.6 - Схема ППУА (на базе автомобиля Урал)

Все оборудование парогенераторной передвижной установки размещено на единой монтажной раме и накрыто кузовом, который предохраняет оборудование от атмосферных осадков и других загрязнений.

На рисунке 1.7 показана схема обвязки парового котла ППУА. Управление работой осуществляется из кабины водителя при помощи дистанционной связи. Дистанционная связь включает в себя: щит приборов на котором отображается информация о работе, штурвалы регулирующего парового вентиля и вентиля для контроля количества топлива, которое подается в топку парового котла, здесь же установлена рукоятка управления заслонкой вентилятора.

На ППУА установлен насос высокого давления, предназначенный для подачи воды в парообразующий контур котла. В стандартную комплектацию включены современные приборы, осуществляющие постоянный контроль над работой оборудования и его защиту от перегрузок.

Привод основного оборудования, установленного на ППУА, осуществляется от коробки дополнительного отбора мощности, через карданный вал и клиноременную передачу. В передней части монтажной рамы установлены: вентилятор высокого давления, паровой котел, питательный насос для закачки воды в котел.



Рисунок 1.7 - Обвязка систем парового котла ППУ

Остальная часть монтажной рамы занята проходом для регулировки и мониторинга оборудования, здесь также расположены: цистерна для питательной воды и бак для топлива парового котла. Все оборудование надежно связано в технологическую линию трубопроводами, электропроводкой и арматурой. Установка ППУА разработана в соответствии с предусмотренными правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

1.3.2 Особенности стационарных парогенераторных установок

Стационарные парогенераторные установки необходимы для получения насыщенного водяного пара с целью дальнейшего его использования в различных отраслях.

В основном установки используют для проведения следующих работ:

- в автотранспортной отрасли для очистки транспорта и разогрева автоцистерн в холодное время года;
- в дорожно-строительной отрасли для очистки спецтехники от битума, разогрева битума и асфальта;
- в составе установок по очистке емкостей и резервуаров для разогрева моющих растворов;
- в железнодорожной отрасли для очистки ж/д. транспорта и отогрева сыпучих грузов в зимнее время;
- в строительной отрасли для разогрева бетона и обработки спецтранспорта в холодное время года;
- в коммунальном хозяйстве в качестве котельной для отопления жилых помещений, детских садов, школ, больниц, поселков вахтовиков, геологов, нефтяников, для предотвращения замерзания систем отопления во время ремонта.
- в нефтегазовой отрасли для пропарки и обогрева различного оборудования, отчистки от парафина насосно-компрессорных и бурительных труб.

Стационарные парогенераторные установки оборудованы: системой паропровода, водопровода, топливопровода, пароструйным элеватором и бойлер - аккумулятором, ручным насосом и пароструйным инжектором, топливным баком, паровой камерой, укладочным ящиком. Ручной насос предназначен для первоначального заполнения котла водой и питания котла в случае неисправности инжектора. Пароструйный инжектор предназначен для питания котла водой во время работы, путём всасывания воды из ёмкости или источника под воздействием пара. Пароструйный элеватор предназначен для всасывания холодной воды из ёмкости или источника с водой, нагревания ее паром с помощью бойлера-аккумулятора, и нагнетания нагретой воды через систему водопровода, для хозяйственных и производственных нужд. Бойлер-аккумулятор предназначен для дополнительного быстрого (за 2-3 минуты) подогрева воды до требуемой температуры. Кроме того, бойлер-аккумулятор обеспечивает более надежную и безопасную работу устройства, аккумулирует некоторое количество тепла, позволяет питать котел подогретой водой.

Установка СПУ-01 (рис.1.7) предназначена для получения насыщенного пара давлением от 0,05 – 0,4 МПа, с температурой пара на выходе до плюс 151°C, паропроизводительностью до 400кг/час. Регулировка мощности от 40 до 100 процентов.



Рисунок 1.7 - Промышленная установка для приготовления водотопливных эмульсий

1.4 Выбор и обоснование применения водо-топливных эмульсий для генерации пара

В настоящее время актуальны задачи энергосбережения и экологической безопасности при работе энергетических топливных установок. Для решения этих задач интерес представляют водотопливные эмульсии: вода - мазут, вода - дизельное топливо, вода - бензин, вода - мазут - угольная пыль [20].

В водно-топливных эмульсиях добавка воды изменяет состав отработавших газов. Он улучшается благодаря значительному снижению окислов азота, практически, полному устранению дымления и уменьшению молекулярной массы отработавших газов.

Характеристики большинства применяемых в настоящее время топлив уже не удовлетворяют постоянно возрастающим требованиям по их пожарной опасности и содержанию вредных примесей в отработавших газах. Рост экологических требований к топливам ведет к росту затрат на нефтепереработку, т. е. к росту цен на топливо.

Среди альтернативных вариантов решения этой задачи сегодня рассматриваются разработка новых типов двигателей и переход на альтернативные виды топлив, например, на основе водорода или спирта. Исследуются и способы с использованием водосодержащих топлив [1].

Главным потенциальным преимуществом такого подхода можно назвать его универсальность, которая проявляется в возможности:

- одновременно улучшить топливно-экономические и экологические характеристики;
- применимости ко всем видам жидких топлив;
- адаптации водосодержащих топлив, практически, для всех типов двигателей и энергетических установок.

В водно-топливных эмульсиях добавка воды изменяет состав отработавших газов. Он улучшается благодаря значительному снижению окислов азота, практически, полному устранению дымления и уменьшению молекулярной массы отработавших газов [21].

В своем подходе к разработке практичной и доступной для автотранспортных предприятий технологии приготовления водно-топливных эмульсий (ВТЭ) мы ориентировались на механические диспергаторы и усовершенствовали их с целью создания компактного, надежного и высокопроизводительного оборудования, а также синтеза поверхностно активных веществ (ПАВ), обеспечивающих формирование стабильных эмульсионных систем для основных видов топлив.

Качество эмульсии в значительной степени определяется методом ее получения. В основе механизма формирования эмульсии лежит дробление жидкой фазы с одновременной стабилизацией образующейся структуры с помощью ПАВ. При этом ПАВ должно оказывать минимальное влияние на рабочий процесс двигателя внутреннего сгорания (ДВС), не давать нагар и быть дешевым и доступным.

Как известно, водно-топливные эмульсии в зависимости от применяемых ПАВ могут быть двух типов: прямые и обратные. В прямых ВТЭ дисперсионной средой является вода, а в обратных – топливо. ВТЭ обратного типа имеют лучшие эксплуатационные характеристики. Их вязкость незначительно отличается от вязкости исходного топлива, они оказывают меньшее отрицательное влияние на систему топливоподачи. Примером ВТЭ такого типа с оптимальными эксплуатационными характеристиками являются эмульсии на основе тяжелых топлив, например, мазута М-100, которые даже без использования ПАВ сохраняют стабильность до нескольких месяцев. К сожалению, на данный момент времени решение проблемы устойчивости ВТЭ обратного типа на основе светлых топлив является сложной технической задачей. Ограничен ассортимент ПАВ, позволяющих получать стабильные эмульсии. Полученные в настоящее время эмульсии обратного типа агрегативно устойчивы, но при длительном хранении происходит перераспределение капель воды по высоте столба эмульсии. Однако даже по истечении одного года с момента приготовления ВТЭ достаточно обычного...

При сжигании ВТЭ получают существенный экономический эффект, повышение КПД на 3-5% и снижение эмиссии загрязняющих веществ (СО, сажи, окислов азота, бензапирена и других канцерогенных полициклических ароматических углеводородов) в атмосферу.

В качестве водной фазы можно использовать загрязненные промышленные стоки предприятий. При повышении содержания воды в эмульсии свыше 20% по объему, качественные показатели процесса горения снижаются по сравнению с горением чистого топлива. Однако если учесть, что процесс сгорания ВТЭ достаточно стабилен при более высоком содержании воды (до 40-50%) в зависимости от вида топлива, открывается возможность уничтожения (огневого обезвреживания) жидких стоков производства.

Наибольший экономический эффект и одновременное снижение газовых выбросов обеспечивает добавление в топливо 10-15% воды, а наибольший экологический эффект в части утилизации загрязненных органическими продуктами вод реализуется при уровне водной фазы до 50%.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1

- 1 В Казахстане существуют большое число месторождений с высоковязкой нефтью на которых, используются тепловые методы повышения нефтеотдачи.
- 2 При добыче высоковязких и тяжелых нефтей никакой из известных методов повышения нефтеотдачи, кроме теплового, не может быть пригоден для повышения полноты извлечения нефти.
- 3 При закачке в пласт пара обеспечиваются более высокие скорости введения в него теплоты, чем какими-либо другими тепловыми методами.
- 4 Особый интерес представляет метод папогравитационного воздействия (SAGD), т.к. позволяет охватить большую область площади продуктивного пласта в области нагнетательной скважины.
- 5 Область применения метода SAGD ограничивается небольшой глубиной залегания продуктивного пласта, в связи с отсутствием технологий и технических решений, обеспечивающих поддержание требуемой температуры теплоносителя без ее значительного снижения по каналу подвода к продуктивному пласту.
- 6 Наиболее экономически эффективным теплоносителем является пар и для выработки которого, применяются различные парогенераторные установки (ППУ), работа которых, характеризуется большим расходом топлива, низким к.п.д. и высокой степенью выбросов токсичных элементов в атмосферу при сжигании топлива.
- 7 Перспективным направлением исследований является применение водотопливных эмульсий (ВТЭ) для снижения стоимости 1 кг пара вырабатываемого ППУ.

2 Анализ способов приготовления водо-топливных эмульсий

На настоящем этапе развития мировой экономики важнейшую роль в развитии каждой страны играет топливно-энергетический комплекс. Все больше возрастает потребность в ресурсах. Так, например, согласно источнику [22], уже через 20 лет потребность в топливных ресурсах увеличится в 2 раза. В современных условиях эксплуатации различных топливных установок при сжигании углеводородного сырья промышленность встречается с рядом проблем, которые не только влияют на надежность работы энергетического оборудования, но и приводят к перерасходу топлива, снижению технико-экономических показателей, загрязнению окружающей природной среды (загазованности воздушного бассейна и загрязнению почвы и водоемов сбросными водами, содержащими нефтепродукты, в частности мазут). В свете сказанного, энергосбережение и повышение эффективности использования имеющихся ресурсов является на данный момент одной из самых серьезных задач.

2.1 Мировой опыт применения водо-топливных эмульсий

В современных условиях эксплуатации различных топливных установок при сжигании углеводородного сырья промышленность встречается с рядом проблем, которые не только влияют на надежность работы энергетического оборудования, но и приводят к перерасходу топлива, снижению технико-экономических показателей, загрязнению окружающей природной среды (загазованности воздушного бассейна и загрязнению почвы и водоемов сбросными водами, содержащими нефтепродукты, в частности мазут). Использование водотопливных эмульсий позволяет повысить коэффициент сжигания топлива, повысить на 3-5% КПД топливных установок и уменьшить вредные выбросы продуктов сгорания. Еще одним важным фактором, характеризующим эффективность использования водотопливных эмульсий, является повышение эффективности и долговечности топочного оборудования. Перерасход топлива из-за загрязнения поверхностей нагрева в котлах сажистыми и коксовыми частицами составляет 30-35%.

Постоянное увеличение стоимости топлив и ужесточение требований к экологической безопасности топлив вызвали повышенный интерес к водотопливным эмульсиям (ВТЭ) [23].

Эти работы начались в 20-х годах прошлого века и продолжаются до настоящего времени во многих странах мира. Накоплен огромный опыт использования ВТЭ в двигателях внутреннего сгорания различного назначения и котельных установках. Эксплуатационные испытания ВТЭ в дизельных судовых двигателях проводились в Новороссийском и Литовском морских пароходствах.

Проведенные испытания показали, что ВТЭ обеспечивает экономию топлива около 3% (обычно от 0 до 6% в зависимости от режима работы

двигателя) при значительном улучшении экологических характеристик продуктов сгорания и снижении нагарообразования.

Износ и надежность работы основных систем и деталей дизеля находились на том же уровне, как при его работе без воды.

Многочисленными исследованиями установлено, что оптимальный размер частиц воды в ВТЭ составляет от 5 до 10 микрон.

При увеличении размеров снижается стабильность ВТЭ, при уменьшении снижается эффективность. Количество воды в ВТЭ обычно не превышает 20%, что соответствует максимальному значению экономии топлива.

Увеличение количества воды до 40% приводит к непрерывному снижению дымности и содержания окислов азота в уходящих газах, их температуры, а также уменьшению нагарообразования в дизеле.

Мощность двигателя до содержания в ВТЭ 30% воды не снижается, а при 40% воды уменьшается на 9-12%.

Механизм действия воды на горение топлива изучен достаточно подробно. Капли воды оптимального размера начинают кипеть раньше топлива, вызывая "микровзрыв" капли ВТЭ улучшая распыление топлива. Кроме того, вода является катализатором горения, особенно для углерода (сажи), что также повышает полноту сгорания топлива.

ВТЭ, приготовленные из топлив повышенной и высокой вязкости (моторное топливо ДТ, флотские и топочные мазуты) и пресной воды, обладают достаточно высокой стабильностью за счет содержания в топливе природных поверхностно-активных веществ.

При приготовлении ВТЭ из дизельного топлива ДЛ для придания стабильности необходимо дополнительно вводить поверхностно-активные вещества (стабилизатор).

В 1967 году институтом инженеров железнодорожного транспорта (Ростов на Дону) были проведены исследования в дизелях ЯАЗ-204 и 2Д-100 ВТЭ, содержащей дизельное топливо, 15% воды и 15% мазута М-20 в качестве стабилизатора.

В ходе испытаний были получены значения экономии топлива от 4 до 10%. Экологические показатели сгорания ВТЭ находились на уровне чистого дизельного топлива.

Использование мазута как добавки-стабилизатора и одновременно более дешевого топлива является одним из самых перспективных направлений развития ВТЭ.

Мазут, стабилизируя воду, образует вокруг частиц воды защитный слой из самых тяжелых фракций.

В результате при "микровзрыве" капель ВТЭ эти тяжелые фракции хорошо распыляются и быстрее сгорают, обеспечивая нормальное сгорание топлива и стабильную работу двигателя.

Получение оптимальной структуры ВТЭ в первую очередь зависит от используемого диспергатора (гомогенизатора).

В настоящее время гомогенизаторы широко используются во всем мире не только для приготовления ВТЭ, но и для обработки тяжелого топлива с целью получения однородной (гомогенной) структуры.

Связано это с тем, что тяжелые топлива являются сильно неоднородными по составу и при хранении расслаиваются. Тяжелые фракции образуют сгустки, которые ухудшают горение топлива и, выпадая в осадок, образуют отложения в мазутных емкостях.

Это приводит к существенным потерям топлива (до 6%) и появлению опасных для экологии отходов. Обработка топлива в гомогенизаторах позволяет получить однородное топливо и практически избежать появления отходов (снизить их до уровня менее 0,5%).

Повышение однородности структуры топлива сильно улучшает его горение.

Например, как показали испытания гомогенизатора ВКИ-2В, обработка флотского мазута Ф-5 позволяет для двигателя ИТ9-3 при постоянной подаче топлива увеличить мощность двигателя (с 2,4 кВт до 2,8 кВт) и среднее индикаторное давление (с 4,42 кгс/см² до 5,11 кгс/см²).

При этом дымность уходящих газов снизилась в два раза, что свидетельствует о повышении полноты сгорания топлива.

Недавно был определен оптимальный состав трехкомпонентной ВТЭ, отвечающей требованиям к топливам, используемым в судовых дизельных установках при условии соблюдения экологической безопасности выброса вредных веществ в окружающую среду.

Испытания проводились в Центральном научно-исследовательском и проектно-конструкторском институте морского флота (ЦНИИМФ) на судовом двигателе 2Ч 8,5/11(5Д2) для которого используется дизельное топливо по ГОСТ 305.

При этой температуре дымность уходящих газов, а также содержание в них окиси углерода и углеводородов находилось на уровне чистого дизельного топлива.

При предварительном подогреве ВТЭ до 50°С дымность и содержание углеводородов стали ниже чем для дизельного топлива, что свидетельствует о повышении полноты сгорания топлива.

Приготовленная трехкомпонентная ВТЭ сохраняла стабильность в течение 5-6 часов, после чего начинала расслаиваться на концентрированную ВТЭ и дизельное топливо.

После длительного хранения трехкомпонентной ВТЭ (в течение 10 месяцев) вода не выделялась и при перемешивании вручную восстанавливалась ее исходная структура.

В связи с этим при использовании данной ВТЭ необходимо обеспечить ее циркуляцию, что для судов не составляет сложности.

Пуск и остановку двигателей также как и при применении обычных ВТЭ следует производить на топливе без воды.

Средний размер частиц воды в эмульсии составлял 5 микрон, условная вязкость ВТЭ при 18°C - 1,26° ВУ (дизельного топлива 0,85° ВУ), при 50°C - 1,10° ВУ.

Динамическая вязкость ВТЭ при 18°C составляла 0.032 Па*с (при той же температуре вязкость дизельного топлива составляет 0.007 Па*с, мазута Ф-5 - 0,21 Па*с), при 50°C - 0,026 Па*с (мазут Ф-5 при 50° - 0.035 Па*с).

Увеличение содержания воды и мазута в эмульсии выше оптимального (при сохранении того же соотношения между мазутом и водой) приводит к нестабильной работе двигателя и ухудшению экологических характеристик выпускных газов и рабочего процесса дизеля.

Замена дизельного топлива на трехкомпонентную ВТЭ, содержащую мазут, позволит снизить эксплуатационные расходы на топливо.

Для двигателей использующих более тяжелое топливо (ДТ, ДМ) после проведения дополнительных испытаний возможно дальнейшее увеличение содержания мазута в эмульсии.

Для судов с двухтопливной системой (использующих мазут и дизельное топливо) целесообразно приготовление эмульсии с использованием смонтированной на судне установки ВКИ 2В (производительность установки 3 тонны в час).

Для небольших судов наиболее целесообразна бункеровка готовой ВТЭ без переделки топливной системы.

2.2 Водо-топливные эмульсии

Характеристики большинства применяемых в настоящее время топлив уже не удовлетворяют постоянно возрастающим требованиям по их пожарной опасности и содержанию вредных примесей в отработавших газах. Рост экологических требований к топливам ведет к росту затрат на нефтепереработку, т. е. к росту цен на топливо.

Используемые энергетические установки не удовлетворяют предъявляемым требованиям, например как показано на рисунке 2.1, при сжигании мазута наблюдается повышенный расход топлива, завышенные показатели вредных веществ CO, NO_x, SO_x в выбросах, нестабильность процесса горения, срывы пламени из-за некачественного и обводненного мазута, нагар на экранах резервуарах, трубопроводах, приводящий к потерям и трудоемким процессам.

Использование водотопливных эмульсий позволяет повысить коэффициент сжигания топлива, повысить на 3-5% КПД топливных установок и уменьшить вредные выбросы продуктов сгорания. Еще одним важным фактором, характеризующим эффективность использования водотопливных эмульсий, является повышение эффективности и долговечности топочного оборудования. Перерасход топлива из-за загрязнения поверхностей нагрева в котлах сажистыми и коксовыми частицами составляет 30-35% [23, 24].

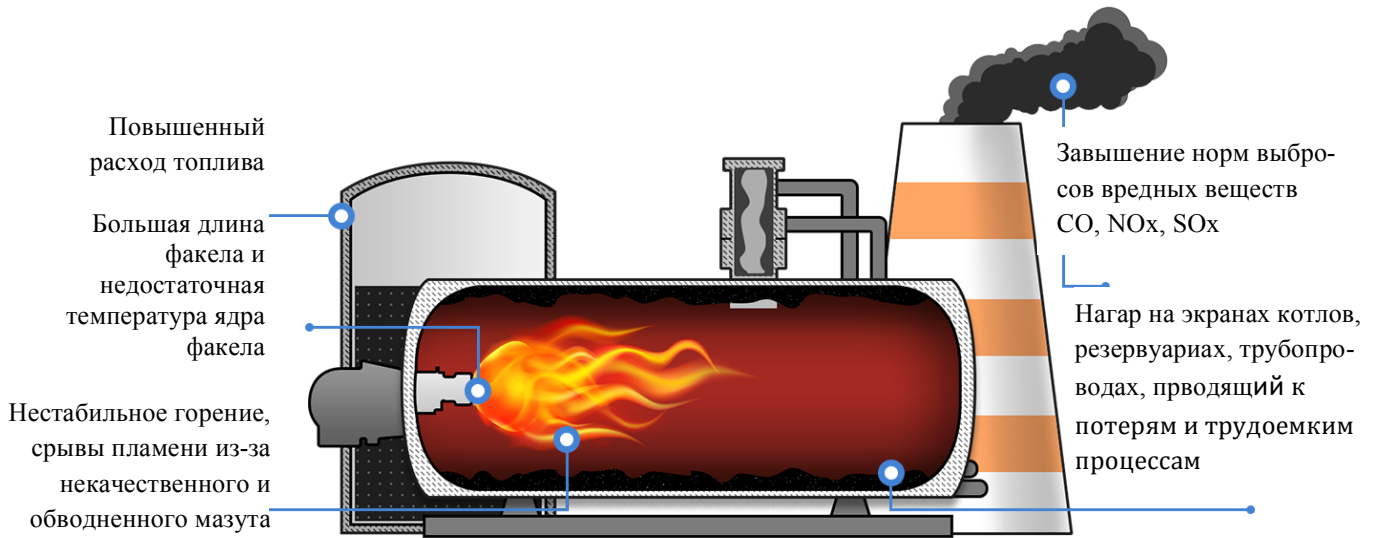


Рисунок 2.1 - Основные проблемы при сжигании мазута

Применение ВТЭ позволяет обеспечить интенсификацию процесса горения, снизить температуру и концентрацию кислорода в зоне активной генерации вредных веществ, как это показано на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Эффективность применения ВТЭ

Водотопливная эмульсия (ВТЭ) - это перспективный вид топлива. Представляющий стабильную в течении длительного времени эмульсию, в

которой вода являясь мелкодисперсной фазой, равномерно размещена в дисперсионной среде – углеводородном топливе и занимает до 30% от объема.

Наибольший экономический эффект и снижение выбросов обеспечивает добавление в топливо 15...20% воды, а наибольший эффект в части утилизации загрязненных органическими продуктами вод реализуется при уровне водной фазы до 50%. Обеспечивается возможность сжигания некондиционных высоковязких и сильно обводненных мазутов. В качестве водной фазы можно использовать загрязненные промышленные стоки предприятий. При повышении содержания воды в эмульсии свыше 25 объёмных %, качественные показатели горения снижаются по сравнению с горением чистого топлива. Однако если учесть, что процесс сгорания ВТЭ достаточно стабилен при более высоком содержании воды (до 40-50%) в зависимости от вида топлива, открывается возможность уничтожения (огневого обезвреживания) жидких стоков производства. При этом стоки, даже если они не содержат горючих веществ, можно использовать в качестве водной фазы в мазутных эмульсиях и сжигать их, имея основной задачей именно их уничтожение, а не теплофизические параметры процесса.

Использование ВТЭ позволяет повысить коэффициент сжигания топлива, сэкономить топливо и уменьшить вредные выбросы сажи, NO и CO в атмосферу. Механизм этого эффекта объясняется следующим. Топливо, поступая в горелку, распыляется форсункой. Дисперсность (размер капель) мазута составляет порядка 0,1-1 мм. Если в такой капле топлива находятся включения более мелких капелек воды (с дисперсностью около 1 мкм), то при нагревании происходит вскипание таких капелек с образованием водяного пара. Водяной пар разрывает каплю топлива, увеличивая дисперсность подаваемого в зону горения топлива.

В результате:

- увеличивается поверхность контакта топлива с воздухом.
- в высокотемпературной зоне котла капля эмульсии взрывается и происходит вторичное диспергирование топлива;
- возникают очаги турбулентных пульсаций;
- увеличивается число мелких капель топлива, что приводит к выравниванию температурного поля топки с уменьшением локальных максимальных температур и увеличением средней температуры в топке;
- повышается светимость факела (благодаря увеличению поверхности излучения);
- существенно снижается недожог топлива при предельно малом коэффициенте избытка воздуха, что позволяет уменьшить теплопотери с отходящими газами;
- в факеле происходят каталитические реакции, ведущие к уменьшению вредных газовых выбросов.

На рисунке 2.3 представлена схема процесса образования водо-топливной эмульсии. Возможность снижения количества вдуваемого воздуха при

сжигании ТЭ весьма важна, поскольку КПД котельного агрегата при уменьшении коэффициента избытка воздуха на 0,1% увеличивается на 1%.

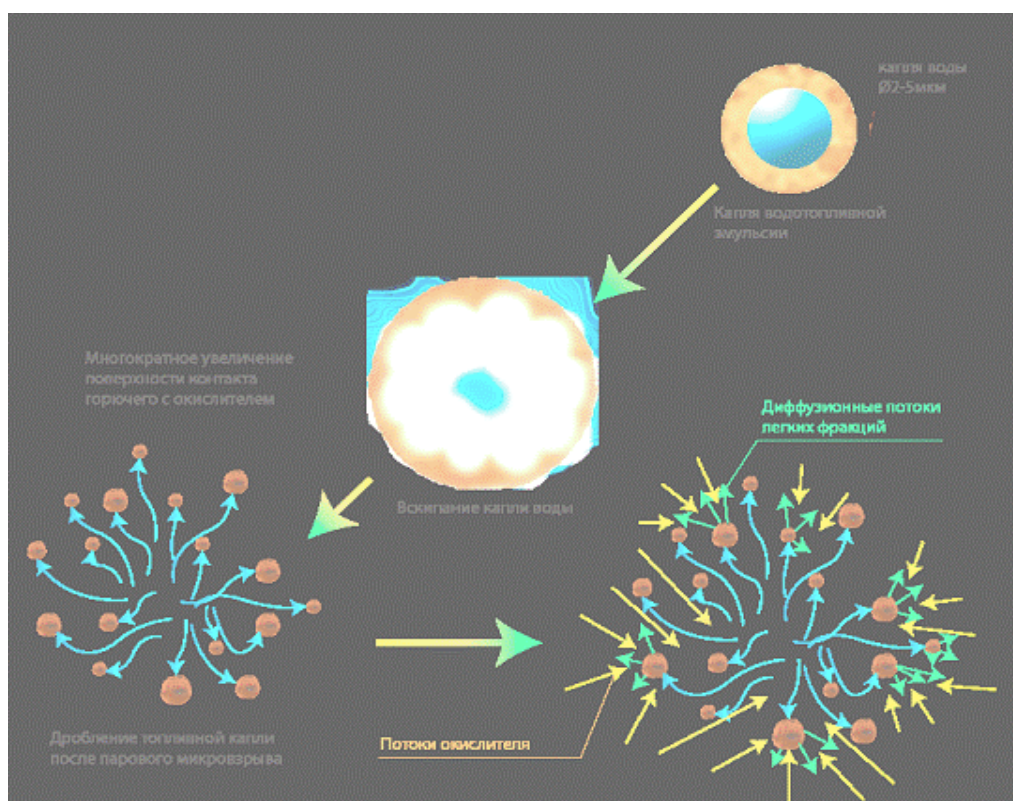


Рисунок 2.3 - Схема процесса образования водотопливной эмульсии [25]

Время пребывания капель в топке возрастает за счет удлинения их траектории в процессе турбулентного перемешивания, увеличивается удельная реакционная поверхность капель топлива. Скорость сгорания топлива в виде мелких капель увеличивается и сопровождается образованием очень малого количества сажи (разрушаются смолисто-асфальтеновые включения в топливе). Факел горящего эмульгированного топлива сокращается в объеме, становится прозрачным. Температура уходящих газов уменьшается по сравнению с обезвоженным мазутом на 30-35°C. Изменение параметров процесса горения и состава уходящих газов свидетельствуют о повышении эффективности использования топлива. Находящаяся в составе ТЭ водная фаза может быть частично диссоциирована в ходе окисления топлива. Затем, по мере повышения температуры в фазе активного сгорания, реакция диссоциации воды ускоряется. Образующийся при диссоциации избыток атомов водорода быстро диффундирует в область с избытком кислорода, где их реакция компенсирует затраты энергии на диссоциацию воды. Участие в реакции горения дополнительного количества водорода приводит к увеличению количества продуктов сгорания. Молекулы воды ускоряют ход реакций в окислительных процессах и вследствие возникновения полярного эффекта, существенно улучшающего ориентацию активных радикалов топлива.

2.3 Эффективность применения водо-топливных эмульсий

Таким образом, применение водотопливных эмульсий позволяет существенно повысить эффективность процесса сгорания, снизить выбросы и улучшить условия работы горелки. В результате проведения большого объема многолетних научных разработок, экспериментальных исследований и анализа материалов практической эксплуатации установлено [25], что вода в качестве добавки к топливу позволяет:

- увеличить детонационную стойкость, особенно низкооктановых моторных топлив;
- уменьшить до 10% удельный расход топлива на отдельных режимах работы двигателя;
- повысить долговечность работы и продлить срок службы двигателей, прошедших немалый срок эксплуатации;
- снизить концентрацию токсичных составляющих в выхлопных газах и обеспечить выполнение действующих норм.

Для использования ВТЭ в парогенераторных установках необходимо в систему подачи топлива установить диспергатор [26].

Диспергаторы для получения ВТЭ по принципу действия делятся на коллоидные мельницы, механические мешалки, струйные диспергаторы, барбатажные установки, ультразвуковые и кавитационные установки, гомогенизаторы, гидродинамические сирены.

Коллоидные мельницы приготавливают эмульсии высокого качества (средний диаметр капель $d_k=3-5$ мкм), однако требуют больших энергозатрат и имеют малую производительность.

Механические мешалки не позволяют получить мелкодисперсную эмульсию ($d_k = 12\sim 18$ мкм), хотя имеют большую производительность и меньшие затраты энергии.

Струйные диспергаторы просты по конструкции, однако необходимо дополнительное оборудование (шестеренчатые насосы) и многократная (14~15 раз) обработка для получения высококачественной эмульсии ($d_k - 2\sim 8$ мкм).

Барбатажные устройства характеризуются неравномерностью распределения частиц дисперсной фазы по объему эмульсии, крупными размерами капель ($d_k = 5$ мкм) и высоким расходом энергии.

Ультразвуковые и кавитационные установки имеют высокую стоимость, сложны по конструкции и в эксплуатации, хотя позволяют получать эмульсию с размерами частиц $d_k = 5$ мкм [27].

Гомогенизаторы используются для получения эмульсии с размерами капель 1 мкм и менее. Однако они сложны по конструкции, работают при высоких давлениях (до 35 МПа), что ведет к преждевременному износу и поломке деталей, требует многократной обработки эмульсии и больших энергозатрат.

Гидродинамические сирены (центробежно - и роторно-пульсационные аппараты) просты по конструкции, надежны в эксплуатации, имеют малые затраты энергии, причем интенсивность процессов тепло и массо-обмена в них на 1-2 порядка выше, чем в существующих устройствах.

В настоящее время наиболее перспективными, по нашему мнению, являются роторно-пульсационные аппараты (РПА), в которых при одно-двухкратной обработке можно получить эмульсию со средним размером частиц 3~6 мкм, причем время обработки составляет 20~30 с, что на 2~3 порядка меньше, чем при получении такой же эмульсии в аппарате с мешалкой. Доля частиц среднего размера доходит до 90-95%. Принципиально возможно получение эмульсий с размером частиц $d_k = 0,5\sim 1$ мкм. По данным ряда исследований [26], мощность, потребляемая РПА, на два порядка меньше, чем у мешалки, в 4~6 раз ниже, чем в ультразвуковом диспергаторе, и меньше, чем у струйного аппарата. Поэтому роторно-пульсационные аппараты являются наиболее экономичными по сравнению с устройствами других типов [28].

Анализ систем по приготовлению ВТЭ свидетельствует о том, что существуют два принципиальных подхода к их реализации.

Первый подход предусматривает приготовление ВТЭ вне связи с работой двигателя, причем эмульгирование осуществляется в системе топливоподготовки с накоплением готовой ВТЭ в промежуточных емкостях для относительно длительного хранения. Компоненты ВТЭ хранятся отдельно и отдельно проходят стадии предварительной обработки, эмульгирование топлива выполняется в однорежимных (по производительности, содержанию воды и ее дисперсности) диспергаторах.

Для хранения запаса ВТЭ предусматриваются специальные емкости. Фильтрация ВТЭ осуществляется перед ТНВД. Регулирование состава ВТЭ по содержанию воды отсутствует. В таких установках возможно использование относительно простых по конструкции диспергирующих устройств с малой интенсивностью массообмена.

Второй подход к реализации системы приготовления ВТЭ предусматривает диспергирование топлива непосредственно перед топливным насосом высокого давления (ТНВД). При этом компоненты ВТЭ хранятся отдельно и стадии первичной обработки (фильтрация, подогрев) также выполняются отдельно. Такой подход позволяет оптимизировать содержание воды и других компонентов в ВТЭ в зависимости от типа двигателя, режимов его работы, сорта топлива и приоритета цели - экономия топлива, перевод двигателя на более тяжелое топливо, форсирование по мощности, снижение дымности и токсичности.

ВТЭ, приготовленные из топлив повышенной и высокой вязкости (моторное топливо ДТ, флотские и топочные мазуты) и пресной воды, обладают достаточно высокой стабильностью за счет содержания в топливе природных поверхностно-активных веществ.

Использование мазута как добавки-стабилизатора и одновременно более дешевого топлива является одним из самых перспективных направлений развития ВТЭ. Мазут, стабилизируя воду, образует вокруг частиц воды защитный слой из самых тяжелых фракций [28].

Установлено, что в высокотемпературной зоне топочной камеры капля эмульсии взрывается и происходит вторичное диспергирование топлива. Этот же эффект наблюдался и при сжигании высоковязких топлива - мазута. В результате таких микровзрывов в топке возникают очаги турбулентных пульсаций и увеличивается число элементарных капель топлива, благодаря чему факел увеличивается в объеме и более равномерно заполняет топочную камеру, что приводит к выравниванию температурного поля топки с уменьшением локальных максимальных температур и увеличением средней температуры в топке; повышению светимости факела благодаря увеличению поверхности излучения; существенному снижению недожога топлива; позволяет снизить количество вдуваемого воздуха и уменьшить связанные с ним теплотери.

Одновременно в факеле происходят каталитические реакции, ведущие к уменьшению вредных газовых выбросов. Возможность снижения количества вдуваемого воздуха при сжигании водотопливных эмульсий весьма важна, поскольку согласно опытным данным КПД котельного агрегата при уменьшении коэффициента избытка воздуха на 0,1 увеличивается на 1%.

В то же время снижения теплопроизводительности котельного агрегата при водности эмульсии в пределах 20% не происходит. Наоборот, при том же расходе топлива наблюдается повышение теплопроизводительности и паропроизводительности котла.

Еще одним важным фактором, характеризующим эффективность использования водотопливных эмульсий в котельнотопочных процессах, является повышение эффективности и долговечности топочного оборудования. По некоторым зарубежным данным перерасход топлива из-за загрязнения поверхностей нагрева в котлах сажистыми и коксовыми частицами может превысить 30%...35%. При сжигании же эмульсии часть капель последней долетает до поверхностей нагрева и взрывается на них, что способствует не только предотвращению отложений, но и очистке этих поверхностей от старых сажистых образований [29].

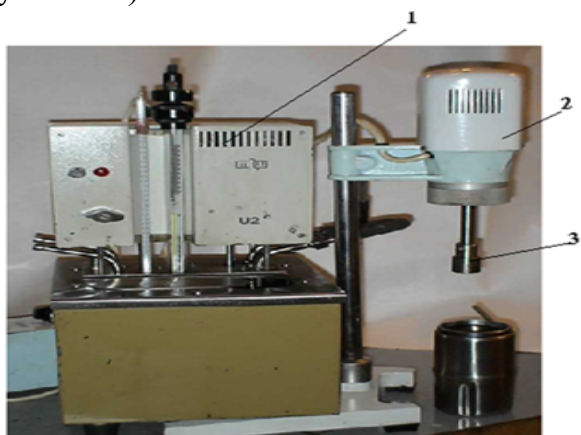
Получение оптимальной структуры ВТЭ в первую очередь зависит от используемого диспергатора (гомогенизатора). В настоящее время гомотенизаторы широко используются во всем мире не только для приготовления ВТЭ, но и для обработки тяжелого топлива с целью получения однородной (гомогенной) структуры. Поэтому сам процесс гомотенизации не представляет трудностей.

Необходимо отметить, что некоторые требования к ВТЭ для применения в парогенераторных установках менее жесткие, чем в ДВС. К примеру, менее жесткие требования по оптимальному размеру частиц и времени седиментации,

так как можно обеспечить непрерывную подготовку ВТЭ с последующим впрыском через горелки в топочное пространство котла. При необходимости, на рынке уже имеются относительно дешевые стабилизаторы эмульсий, обеспечивающих их стабильность от нескольких суток до нескольких месяцев. Эксперименты также показали, что при впрыскивании эмульсии через форсунку происходит дополнительное ее диспергирование.

Как показывают предварительные результаты анализа, оптимальным соотношением для ВТЭ на дизельном топливе является содержание воды от 20-35%, что позволяет экономить аналогичное количество топлива без существенного ухудшения теплопроизводительности парогенераторной установки [30].

Для предварительной оценки возможности применения ВТЭ в ППУ проведены исследования по его приготовлению в лабораторных условиях. Эмульгирование проводилось на лабораторном диспергаторе со специальной насадкой (рисунок 2.3). Измерение и регистрация размеров частиц эмульсии проводилась на цифровой фотоаппарат с выводом на экран монитора (см. рисунок 2.4).



1-жидкостный термостат; 2–привод гомогенизатора; 3 – насадка

Рисунок 2.3 – Жидкостной термостат в комплекте с лабораторным гомогенизатором



Рисунок 2.4 – Микроскоп с выводом изображения на экран монитора

Так, на рисунке 2.5 приведена микрофотография ВТЭ на основе мазута М40 и 25% воды. Размеры микрокапель воды не превышают 3мкм. Учитывая, что при впрыскивании через форсунку произойдет дополнительное диспергирование, можно считать, что товарные качества такого топлива вполне удовлетворительными для топливоподающих систем котлов на жидком топливе [31].

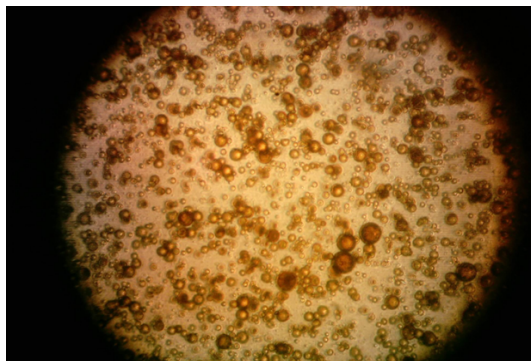


Рисунок 2.5 - Образец микрофотографии водомазутной эмульсии

В настоящее время для широкого круга задач при добыче вязкой высокопарафинистой нефти используются передвижные парогенераторные установки (ППУ), в которых используется относительно дорогое штатное дизельное топливо транспортного средства. Поэтому для генерации пара можно было бы использовать модификации топлив, к примеру, на основе дизтоплива с водой или мазута с водой [32].

Для таких ППУ с двухтопливной системой целесообразно процесс приготовления эмульсии производить непосредственно на борту с применением компактных эмульгаторов и последующей их подачи в топочное пространство. Для стационарных котлов целесообразна бункеровка готовой ВТЭ без переделки топливной системы.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2

1 Из мирового опыта применения водо-топливных эмульсий (ВТЭ) можно сделать вывод, что их применение в нефтяной промышленности даст целый ряд существенных преимуществ, при чем требования к стабильности эмульсий при их использовании в ППУ ниже чем в ДВС.

2 Применения ВТЭ в нефтяной отрасли позволит достичь следующих преимуществ:

- существенной экономии топлива и снижение затрат на его транспортировку до месторождения;
- повышение энергоэффективности установок;
- снижение токсичных выбросов;
- снижение нагараобразования на жаровых стенках котлов.

3 До настоящего времени ВТЭ для работы парогенераторных установок не применялись.

4 Использование ВТЭ позволяет ожидать значительной экономии топлива на работу ППУ, снизить затраты под доставке топлива и обеспечить защиту окружающей среды от вредных выбросов.

5 Исследования направленные на использование ВТЭ в ППУ являются актуальными и представляют большой научный интерес.

3 Модернизация парогенераторных передвижных установок для применения водо-топливных эмульсий

Парогенераторная установка (ПУ) - оборудование для производства насыщенного пара, используемого в качестве рабочего тела в паровых машинах, теплоносителя в системах отопления, и в технологических целях в различных областях промышленности [33].

В нефтегазовой отрасли ПУ применяется для пропаривания, обогрева и разогрева:

- устьевого и вспомогательного оборудования;
- насосно-компрессорных (НКТ) и бурильных труб;
- превенторов, технологических емкостей и др оборудования, применяемого при производстве капитального (КРС) и подземного ремонта скважин (ПРС) в суровых климатических условиях,
- растворного узла, бурового раствора, насосной установки и трубопроводов;
- обеспечение бытовым теплом и горячим водоснабжением промыслов;
- нефти - для депарафинизации подземного и наземного оборудования скважин,

а также для подачи пара в паронагнетательную скважину при использовании технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП);

3.1 Передвижные парогенераторные установки, их характеристики

Любая, стационарная или передвижная парогенераторная установка состоит из следующих основных модулей [35]:

- утепленный блок-бокс с автономной системой отопления, освещения, вентиляции;
- силовой шкаф ввода для подключения силовых проводов электропитания;
- до 4 парогенераторов, каждый с электродным котлом, соленоидным клапаном для подачи питательной воды, системой автоматической продувки и своей системой управления, контроля и защиты, которые могут работать как раздельно, так и совместно;
- насосный узел нагнетания воды в парогенераторы с автоматической системой поддержания давления и защитой насоса от сухого хода (насос, шкаф управления, блок контроля наличия воды на входе в насос);
- топливный насос;
- обвязочные трубопроводы и силовая передача;
- фильтры (умягчители), узел дозирования реагента для умягчения воды;
- емкость для подготовленной воды со смонтированными уровнем, фильтром, патрубками и блоком подогрева для воды (нагревательный блок, шкаф управления, терморегулятор, прибор контроля уровня для защиты ТЭНов от работы без воды);
- узел обогрева трубопроводов для исключения замораживания;

- тепловентилятор для быстрого прогрева помещения установки после передислокации;
- дополнительный комплект шасси в сборе с электродной группой на каждый парогенератор.

Выработанной установкой пар подается на скважину или на объект пропарки с помощью комплекта труб, соединительных деталей трубопровода (СДТ), запорного узла или шланга.

3.1.1 Разновидности паропромышленного оборудования

В зависимости от конструктивного исполнения установок по подогреву воды и производству пара, различают такие виды специализированного оборудования [36]:

1. Автономное оборудование на платформе грузового автомобильного транспорта. Необходимое оборудование устанавливается на платформе, которая в свою очередь монтируется на шасси машин УРАЛ, КАМАЗ и им подобных. Этим обеспечивается полная автономность парогенераторных установок и возможность самостоятельно передвижения к месту использования.

2. Паровое оборудование на прицепах. Это более универсальные устройства, которые монтируются на грузовом прицепе. Такое конструктивное исполнение позволяет избежать привязки к конкретному транспортному средству. Паропромышленная установка доставляется к месту использования тягачом, после чего оставляется там до тех пор, пока в ней не отпадет необходимость.

3. Стационарные парогенераторные установки. Эти модели используются в случае, когда нет необходимости в частой перевозке оборудования с места на место. Блок ППУА доставляется к месту использования на платформе, после чего устанавливается на основании с помощью крана. Преимущество такого решения – низкая стоимость.

3.1.2 Преимущества использования паропромышленных установок

Паропромышленные установки имеют следующие плюсы:

1. Установленные в них горелки способны создавать температуру до 1500 °С при расходе топлива на нагрев до 40 кг в час. В них используются горелки вихревого типа, которые потребляют на треть меньше топлива, чем традиционные нагревательные агрегаты.

2. В ППУА установлены собственные нагревательные агрегаты, что дает возможность организовать некоторые процессы (например, нагрев жидкости) еще во время движения автомобиля.

3. В агрегатах установлены фильтры и оборудование для предварительной подготовки жидкости для нагрева, что позволяет использовать воду из открытых водоемов и скважин, сократить непродуктивное использование установок для наполнения емкостей.

4. В кузовах передвижных паропромысловых установок предусмотрены помещения для обслуживания персонала и кабины оператора.

5. Управление и контроль за работой оборудования производится в автоматическом режиме, возможен сбор необходимых показателей и передача их по радиоканалу в общий диспетчерских пункт.

Паропромысловые установки – это наиболее удобный, эффективный и дешевый способ обеспечения горячей водой и паром промышленных процессов или бытовых нужд.

Наиболее широкое распространение в нефтегазовой отрасли получили передвижные парогенераторные установки (ППУ), в связи с высокой мобильностью и автономностью. В шифре ППУ первая цифра указывает на производительность по пару кг/час, а вторая на давление пара в кг/см².

3.1.3 Принцип работы ППУ

ППУ представляет собой автономную котельную, предназначенную для производства горячей воды и пара в полевых условиях [37].

Вода из цистерны подается посредством насоса по трубопроводам в змеевики парогенератора. Парообразование происходит в процессе испарения воды в результате химической реакции сгорания топлива в топочном пространстве парогенератора и передачи тепла воде через стенки змеевиков парогенератора.

Воздух как окислитель подается вентилятором, тангенциально через осерадиальный сопловой аппарат, где частично нагревается, далее к аксиальным лопаточным завихрителям горелочного устройства, далее в топочное пространство парогенератора.

Топливо, необходимое для горения, подается из бака насосом к горелочному устройству (ГУ). ГУ служит для смесеобразования и сжигания горючей смеси в топочном пространстве парогенератора, вихревого типа, модулирует природное явление «смерч» в котором за счет большей массы части топлива разбрасываются на периферию. Сгорая, повышают температуру тем самым, увеличивая скорости подъемной силы и давления на периферии, а в центральной части создавая область низкого давления за счет чего недогоревшие части топлива, имеющие большую взвешенную массу, возвращаются в зону смешивания. Вихревые потоки делятся на три основные зоны:

1. Зона смешивания — предназначена для смешивания окислителя (воздух), топлива и отработанных газов.

2. Зона горения — предназначена для сжигания горючей смеси с максимальной температурой горения на периферии вихревого потока.

3. Зона отработанных газов — в которой недогоревшие продукты за счет больших взвешенных масс и разряжения (область низкого давления) в центральной части вихревого потока возвращаются в первую зону, а горячие

отработанные газы, отдавая свое тело второму змеевику, выбрасываются в атмосферу.

Выработанной установкой пар подается на скважину или на объект пропарки с помощью комплекта магистральных труб, поворотных колен, запорного узла или шланга.

Необходимо учитывать, что правильно выбранный температурный режим влияет на экономичную работу установки.

3.2 Описание конструкции передвижной парогенераторной установки ППУ 1600/100, выбранной в качестве прототипа

Передвижная парогенераторная установка ППУ 1600/100 предназначена для удаления насыщенным паром низкого и высокого давления гидратопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах при добыче нефти на промыслах, а также обогрева и мойки автотранспортной техники, разогрева промышленного, коммунального, бытового, водяного и газового оборудования (см.рис.3.1, 3.2).

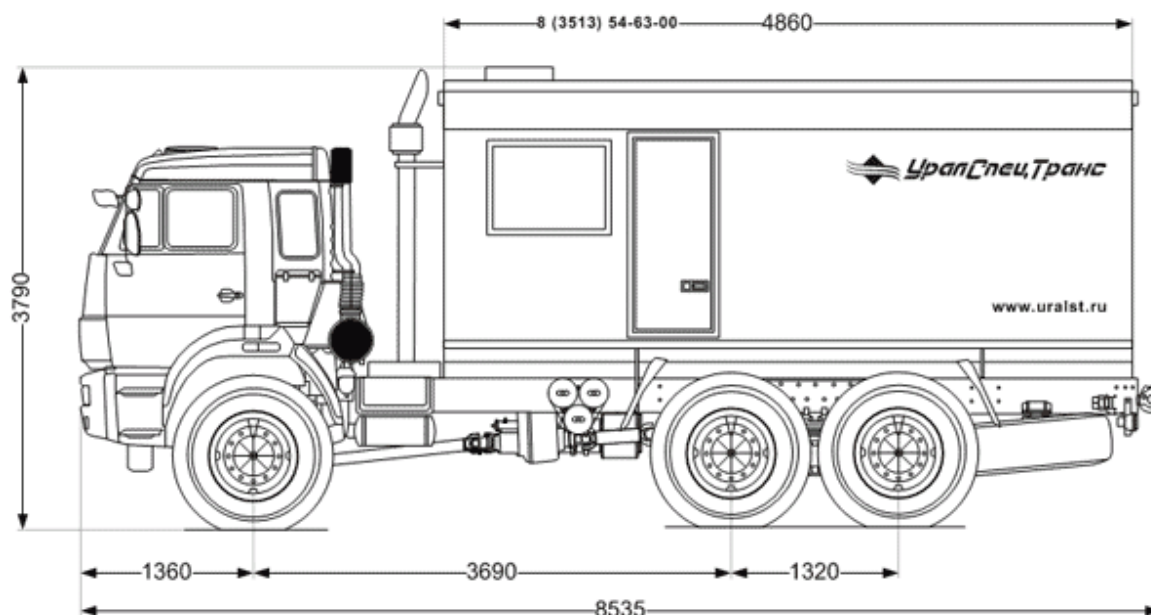


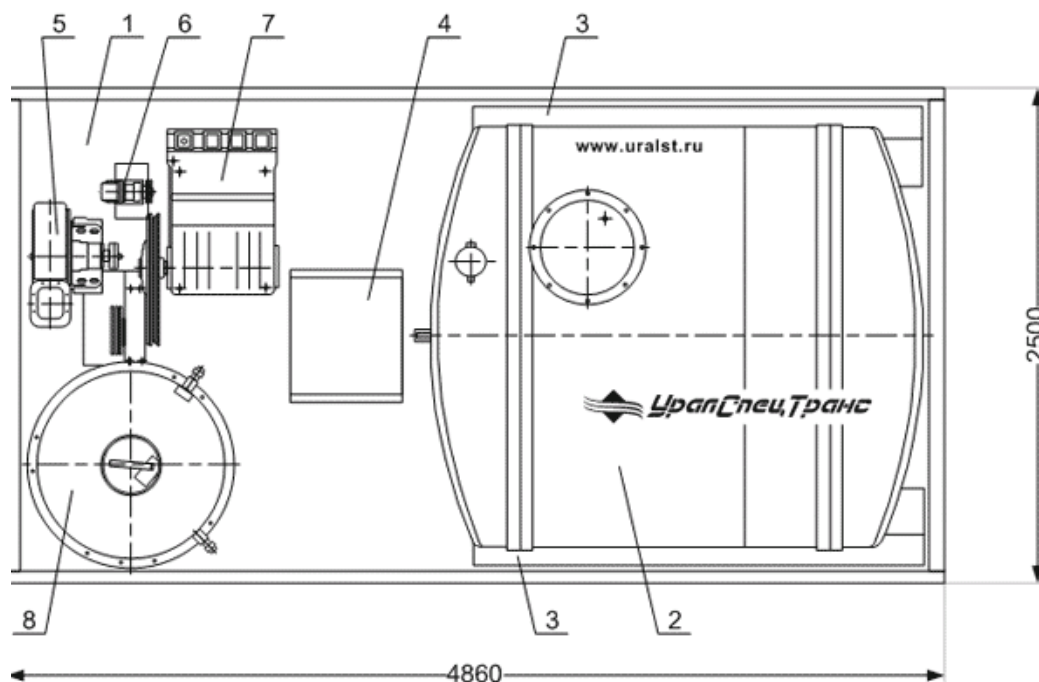
Рисунок 3.1 - Общий вид ППУ 1600/100 (Камаз 43118-50)

Управление работой установки дистанционное, осуществляется из кабины водителя.

Установка оборудована автоматикой безопасности, предохраняющей от аварийной ситуации при повышении установленных значений давления и температуры пара, погасании факела в топке котла, снижении напора воздуха в воздуховоде, снижении уровня воды в цистерне ниже допустимого, снижении расхода питательной воды.

Привод оборудования установки осуществляется от тягового двигателя автомобиля через трансмиссию. Вода из цистерны насосом нагнетается в

змеевики котла. Проходя по змеевикам, вода нагревается и превращается в пар. Выработанный установкой пар, подаётся в скважину или на объект пропарки с помощью комплекта магистральных труб, поворотных колен, запорного узла.



1 - монтажная платформа ППУ; 2 - цистерна для воды; 3 - бак топливный; 4 - площадка переходная; 5 - вентилятор; 6 - насос топливный; 7 -насос водяной; 8 - парогенератор.

Рисунок 3.2 - Планировка парогенераторной установки ППУ 1600/100

Так как установка используется в неблагоприятных погодных условиях, с отрицательными температурами, вода в цистерне может замерзнуть. С целью предотвращения замерзания и подвода уже нагретой воды, мы предлагаем использовать тепловую энергию выхлопных газов. Выхлопная труба 8 разделяется на две части. В резервуаре установлен резистивный датчик температуры, который срабатывает при определенной температуре (выбранной из оптимального расчета). Когда датчик сработал, задвижка открывает канал, для прохода газов через резервуар, и закрывает прямой канал. При достижении оптимально температуры воды в резервуаре (из расчетов), срабатывает датчик и задвижка перекрывает канал выхлопных газов через резервуар с водой. Выхлопные газы проходя по змеевику нагревают жидкость находящуюся снизу в цистерне.

На рисунке 3.3 показана схема парогенераторной установки ППУ 1600/100, основными элементом которой, является паровой котел производительностью 1600 кг/ч с давлением пара 10 МПа.

Принцип работы ППУ заключается в следующем: - вода, поступающая в питательный насос 11 из цистерны 8, подается под давлением по напорному трубопроводу через обратный клапан 25 и регулирующий вентиль 5 в

конвективную часть, выполненную в виде набора спиральных змеевиков. Далее нагретая вода поступает в цилиндрический испарительный змеевик, откуда через сепаратор 1, обратный клапан 6 и регулирующий вентиль 7 подается потребителю.

На линии выхода пара из парогенератора установлен предохранительный клапан 27, который срабатывает при увеличении в парогенераторе давления пара выше установленного, и температурный предохранитель 3, представляющий собой плавкую вставку, закрывающую отверстие, соединенное с атмосферой. При достижении температуры пара 350°C и выше вставка расплавляется, и в образовавшееся отверстие пар через дымовую трубу выходит наружу, а змеевики начинают быстро заполняться водой, подаваемой питательным насосом. На линии выхода пара имеется отводящий трубопровод для подачи теплоносителя в цистерну.

Трубопровод с вентилем вспыска 26 обеспечивает подачу пара в сажесдуватель 1.

Необходимый для горения воздух подается в камеру сгорания парогенератора при помощи вентилятора 13 по воздухопроводу с заслонкой 15 и через зазор, образованный двумя кожухами парогенератора. Количество подаваемого в камеру сжигания воздуха регулируют заслонкой 15.

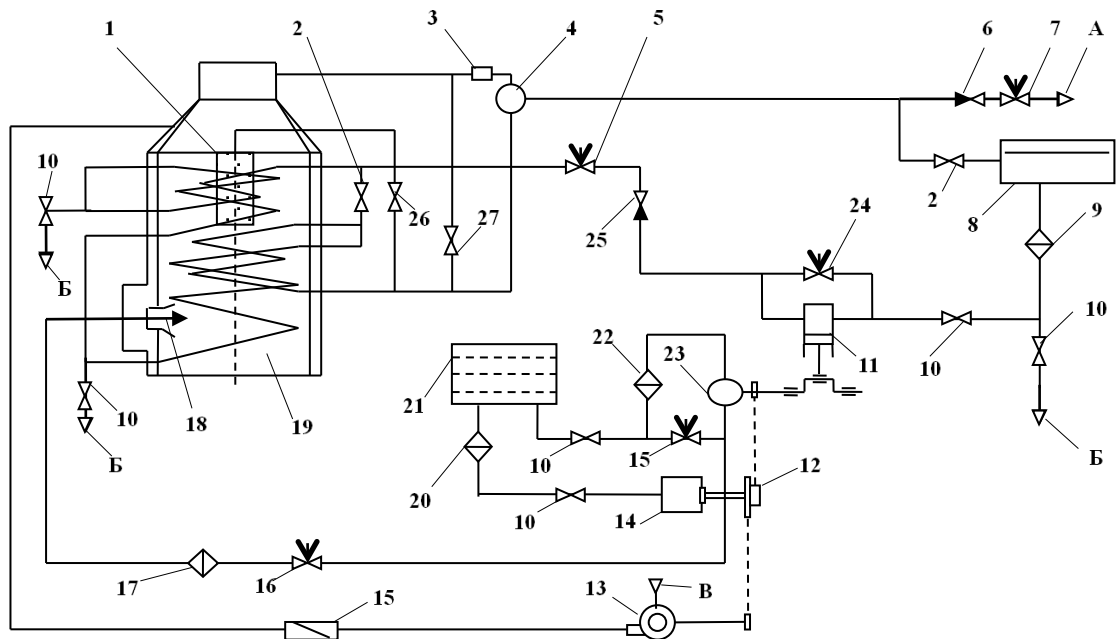
Топливо из бака 21 через фильтр 22 шестеренчатым насосом 23 через регулирующий вентиль 16 и фильтр 17 подается в механическую форсунку 18.

Таблица 3.1 - Технические характеристики парообразующей установки ППУ 1600/100

Наименование характеристик	Показатели	
	Режим 1	Режим 2
Нагреваемая среда	вода	Вода
Насос водяной	2.3ПТ-25Д1	2.3ПТ-25Д1
Котел паровой	Прямоточный	
Производительность по пару, кг/ч	1600±10%	1600±10%
Давление пара, МПа (кг/см ²)	0,59 (6)	9,81 (100)
Температура пара, С	164	310
Теплопроизводительность, МДж/ч (ккал/ч)	1 178,76 (282 000)	3 929,2 (940 000)

Жесткость питательной воды, мкг-экв/кг,	10	10
Емкость цистерны для питательной воды, м ³	5,2	5,2
Емкость бака топливного, м ³	0,5	0,5
Расход топлива паровым котлом кг/ч,	35	110
Топливо, используемое для работы	дизельное	Дизельное
Давление топлива в системе, МПа, не более	1,47	1,47
Время, необходимое для получения пара с момента пуска установки, мин, не более	20	20
Привод всех механизмов установки	от тягового двигателя автомобиля	
Управление установкой	из кабины водителя	
Параметры масс		
Полная масса установки, кг	19 000	
Масса установки без заправки водой и топливом, кг	13 250	
Двигатель		
Модель	740.622-280 (Евро-4)	
Тип	Дизельный	
Номинальная мощность, л. с.	280	
Коробка передач		
Модель	154	
Тип	Механическая	

За счет того что нагретая жидкость более легкая, вода в цистерне будет циркулировать. С целью предотвращения прогорания устанавливаются уплотнители из антипригарного термостойкого материала (силикона) способные выдержать температуру 250°С. За температурой выхлопных газов можно следить по указателю температуры.



А – нагнетательный паропровод; Б – дренаж; В – воздух; 1 – сажасдуватель; 2 – вентель; 3 – плавкая вставка; 4 – сепаратор; 5, 24 – вентель регулирующий водяной; 6, 25 – клапана обратные; 7 – вентель регулирующий паровой; 8 – цистерна; 9 – фильтр; 10 – кран; 11 – питательный насос; 12 – приводная группа; 13 – вентилятор с воздухопроводом; 14 – дизельный двигатель; 15 – заслонка; 16 – вентельрегулирующий топливный; 17, 20, 22 – фильтры топливные; 18 – форсунка; 19 – паровой котёл; 21 – бак топливный; 23 – насос шестеренный; 26 – вентель впрыска; 27 – клапан предохранительный.

Рисунок 3.3 – Схема парогенераторной установки ППУ

Основным функциональным узлом паровой установки ППУ является паровой котёл представленный на рисунке 3.4.

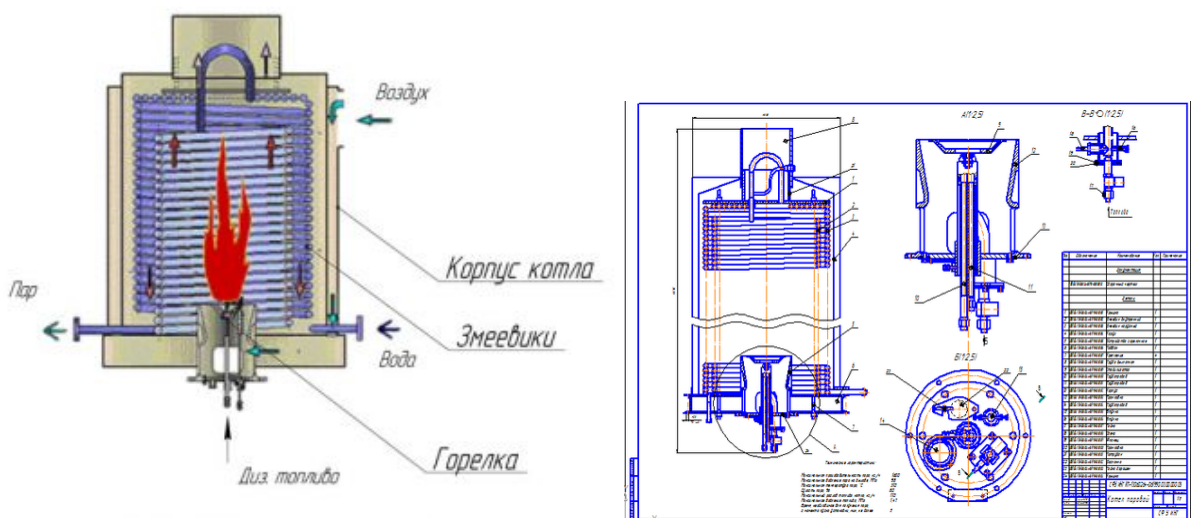
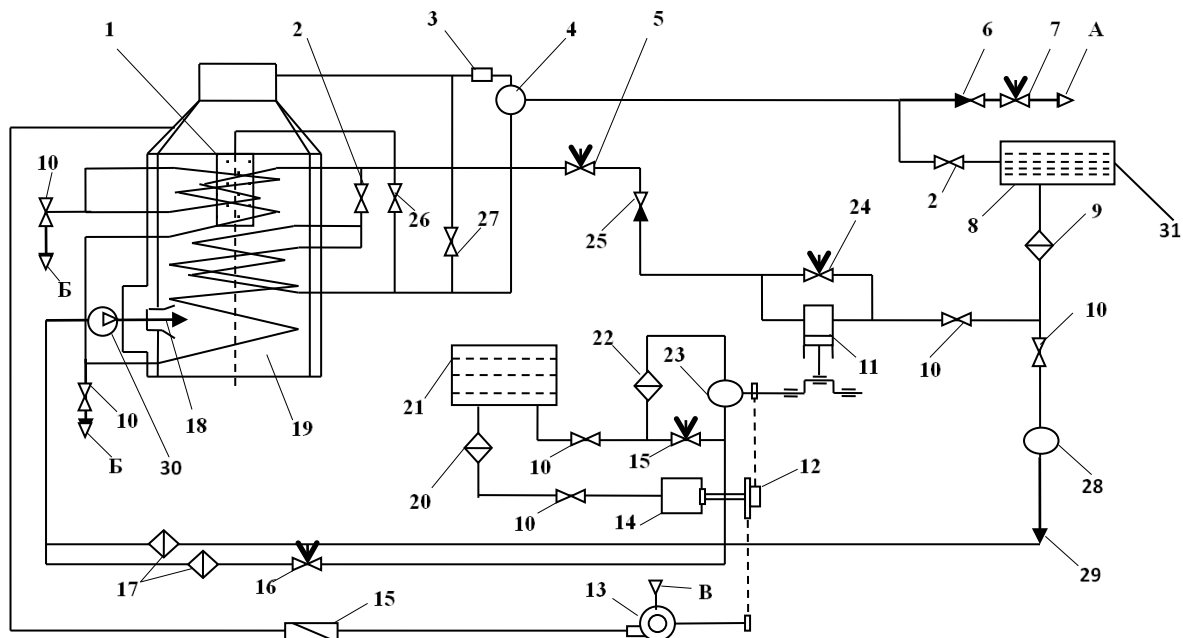


Рисунок 3.4 - паровой котёл установки ППУА

3.3 Усовершенствование конструкции ППУ 1600/100 для работы на водо-топливной эмульсии

Усовершенствование вносимые в систему подготовки пара ППУ заключаются в обеспечении подогрева цистерны с водой и в установке роторно-пульсационного аппарата «Браво» для получения ВТЭ.



28 – насос; 29 – линия подвода воды; 30 – диспергатор; 31 – подогреватель воды.

Рисунок 3.5 - Схема парогенераторной установки ППУ с диспергатором и подогревом воды

На рисунке 3.5 показана схема парогенераторной установки ППУ с установленным волновым диспергатором Браво-ВД, которая позволит перевести парогенераторную установку ППУ на работу с ВТЭ и подогретой водой.

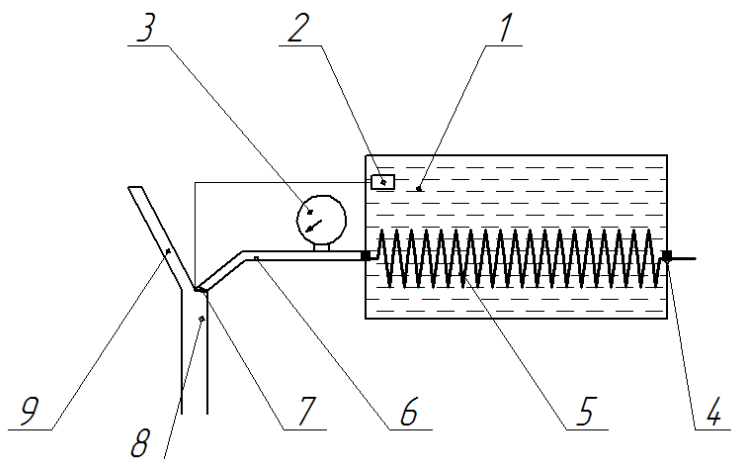
3.3.1 Описание конструкции и способа работы подогревателя цистерны с водой

Так как установка используется в неблагоприятных погодных условиях, с отрицательными температурами, вода в цистерне может замерзнуть. С целью предотвращения замерзания и подвода уже нагретой воды, мы предлагаем использовать тепловую энергию выхлопных газов (см.рис.3.6).

Выхлопная труба 8 разделяется на две части. В резервуаре установлен резистивный датчик температуры, который срабатывает при определенной температуре (выбранной из оптимального расчета). Когда датчик сработал, задвижка открывает канал, для прохода газов через резервуар, и закрывает прямой канал. При достижении оптимально температуры воды в резервуаре (из

расчетов), срабатывает датчик и задвижка перекрывает канал выхлопных газов через резервуар с водой. Выхлопные газы проходя по змеевику нагревают жидкость находящуюся снизу в цистерне. За счет того что нагретая жидкость более легкая, вода в цистерне будет циркулировать. С целью предотвращения прогорания устанавливаются уплотнители из антипригарного термостойкого материала (силикона) способные выдержать температуру 250°C. За температурой выхлопных газов можно следить по указателю температуры.

Это позволит подогревать жидкость в резервуаре с целью предотвращения замерзания, а также уменьшить расход топлива использованного в паровом котле для достижения пара.



1 – цистерна; 2 – датчик; 3 – указатель температуры; 4 – уплотнение; 5 – змеевик; 6 – подвод к цистерне; 7 – задвижка; 8 – выхлопная труба; 9 – труба.

Рисунок 3.6 – Подогрев цистерны

3.3.2 Описание конструкции и способа работы роторно-пульсационного диспергатора «Браво-ВД»

В связи с тем, что работа горелки парогенераторной установки осуществляется при постоянном режиме нагрузки, считаем что для применения в системе парогенераторной установки являются роторно-пульсационные аппараты (РПА), принцип работы которых основан на первом подходе к приготовлению ВТЭ.

Из широкого спектра устройств данного типа, наиболее интерес представляет волновой диспергатор конструктивная схема которого представлена на рисунке 3.7 [39], который является промежуточным типом между «кавитаторами» статического типа и РПА. В работе волнового диспергатора используются сразу четыре метода физического воздействия на жидкости - интенсивная турбулизация, кавитационное воздействие, гидроудары высокой амплитуды прямого типа, а также трибостатический эффект.

Диспергация осуществляется за счет энергии потока жидкости, принудительно прокачиваемой насосом через аппарат. В аппарате на неподвижной оси установлены два ротора - турбины (активатор и генератор). Ось расположена вертикально, роторы стабилизируются за счёт гироскопического эффекта, поэтому не требуются малые зазоры между осью и ступицами роторов, отпадает необходимость в радиальных подвижных уплотнениях – сальниках, являющимися бичами всех РПА.

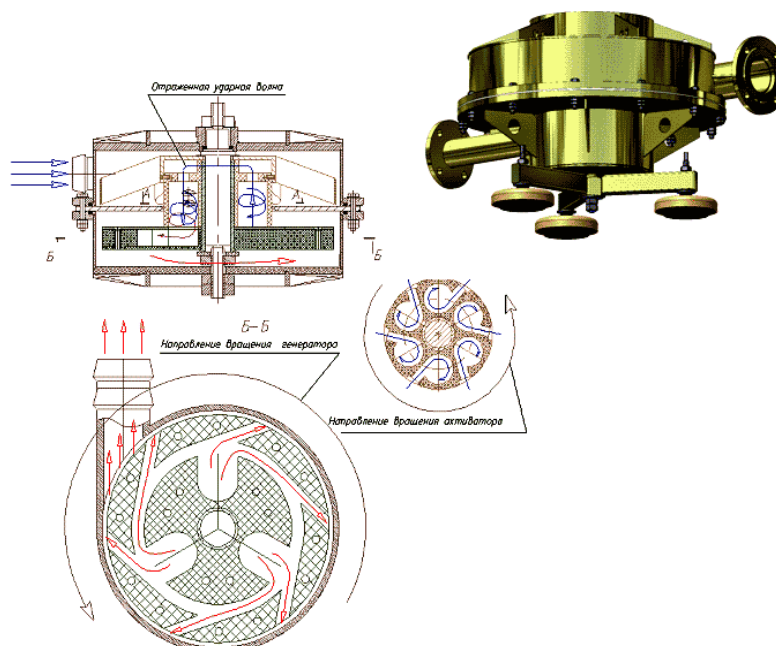


Рисунок 3.7 – Конструктивная схема устройства волнового диспергатора «Браво-ВД»

Турбина - генератор выполнен по принципу Сегнерова колеса. Прокачиваемая жидкость обеспечивает вращение роторов во встречных направлениях. При этом генерируются циклические гидроудары (путем перекрытия генератором выходов вихревых камер активатора).

В камерах ротора - активатора возникает и поддерживается процесс образования кавитационных пузырьков, которые в дальнейшем (при повышении гидростатического давления) схлопываются. Схлопывание пузырьков сопровождается интенсивными ударными волновыми процессами с возникновением локальных зон сверхвысоких давлений и температур и кумулятивного (остронаправленного) ударного воздействия на участки жидкости, окружающей зону схлопывания кавитационного пузырька.

Кавитационный процесс реализован таким образом, что все ударно-волновые явления происходят непосредственно в потоке жидкости, не затрагивая материала корпуса и элементов конструкции, чем обеспечивается отсутствие кавитационной эрозии и долговечность диспергатора.

В процессе прямых гидроударов высокой амплитуды (которые генерируются при перекрытии генератором камер активатора) происходят структурные и молекулярные изменения агломератов, изначально присутствующих в мазуте, разрушение органических и минеральных примесей. Обеспечивается интенсивное перемешивание и диспергирование даже многокомпонентных несмешиваемых жидкостей (с наличием твердых включений) с образованием стойких к расслоению (не менее трёх месяцев) топливных эмульсий.

3.3.3 Использование установки

3.3.3.1 Запустить двигатель автомобиля

Для пуска установки ППУА 1600/100 на шасси Камаза необходимо [40]:

- отключить привод мостов автомобиля, поставив рычаг включения раздаточной коробки «нейтраль», при этом рычаг переключения скоростей должен быть установлен в нейтральное положение;
- рычаг управления коробкой отбора мощности установить в переднее крайнее положение «Выключено»;
- запустить двигатель автомобиля и прогреть согласно инструкции автозавода;
- выжать сцепления и установить четвертую передачу коробки передач автомобиля;
- рычаг управления коробкой отбора мощности установить в крайнее заднее положение «Включено» и плавно отпустить муфту сцепления.

Для введение в работу необходимо:

- запустить двигатель;
- отключить привод мостов автомобиля нажатием клавиши «отключение привода мостов автомобиля» на панели приборов автомобиля в первое фиксированное положение до появления щелчка, при этом одновременно включится отбор мощности;
- выжать сцепление, включить седьмую передачу коробки передач;
- плавно отпустить сцепление и по тахометру на щите приборов установки убедиться о включении трансмиссии.

Для пуска двигателя установки ППУА 1600/100 на шасси Урал 4320 – 0001951 – 40, Урал – 5557 – 0001151 – 40, Урал – 4320 – 0001151 необходимо: запустить двигатель; отключить привод мостов автомобиля, поставив рычаг включения раздаточной коробки в положение «нейтраль», при этом рычаг переключения скоростей должен быть установлен в нейтральное положение.

- включить коробку дополнительного отбора мощности, включив кран подачи сжатого воздуха в кабине водителя, выжать сцепление и включить четвертую передачу коробки передач.

- во всех случаях после включения трансмиссии ручкой подачи управления подачи топлива установить по тахометру обороты, необходимые для обеспечения производительности 1600 кг/ч – 10%.

После пуска установки вода, пройдя змеевики котла, паропроводы и магистральные трубы, начнет сливаться через вентиль запорного узла.

Убедившись в выходе воды, штурвалом регулирующим вентиля, находящегося в кабине водителя, создать давление (4..5 МПа 40...50 кгс/см²) в котле.

Контроль за давлением осуществлять по манометру МПТ - 3М в кабине водителя.

Вентилем ВР.2 установить давление топлива 0,3...0,4 МПа (3...4 кгс/см²) по показывающему устройству ИД - 1 на щите приборов.

Для розжига котла необходимо:

- включить на щите приборов тумблер SA2 «включение щита»;
- вытянуть трос управления заслонкой вентилятора, установить заслонку в положение «закрыто», тумблер поставить в положение «отключено»;
- включить спираль зажигания ключом SB 3 «запальник»;
- после разогрева контрольной спирали на щите приборов подать топливо в горелке включением кнопки SB «пуск».

- убедившись, что розжиг произведен, погасла световая индикация «нет факела», отпустить ключ зажигания и кнопку «пуск» и приоткрыть заслонку вентилятора. Постепенно открывая заслонку и увеличивая давление топлива до 0,5...0,6 МПа (5...6 кгс/см²) перекрытием регулирующего вентиля ВР2, установить нормальное горение характеризующееся бездымным выхлопом, выключением светового индикатора «P_{MIN}».

- включить тумблер.

Штурвалом регулирующего вентиля установить нужное давление в паровой линии. Открыть арматуру скважины и закрыть вентиль запорного узла, через который вода и пар сбрасывались в атмосферу. В это время необходимо следить за давлением пара, так как до выхода на устойчивый режим давления пара будет все время повышаться.

В работающем котле необходимо поддерживать постоянное давление пара при подаче потребителю. Оптимальный режим работы установки обеспечивается регулировкой подачи топлива и воздуха в топку котла, а так же поддержанием необходимого давления пара.

Не реже одного раза в смену производить «подрыв» предохранительных клапанов для проверки их работоспособности.

Регулировка предохранительных клапанов производства в случае срабатывания того или иного клапана при давлении, отличаются от нанесенного на корпусе клапана. Контроль за давлением осуществляется по манометру на щитке парового котла.

Регулировку производить на работающей установке при расчетных параметрах, указанных в паспорте установки и паспорте парового котла.

Для проведения регулировки с клапана необходимо снять пломбу и верхнюю крышку. Регулировочной втулкой поджать или отпустить пружину клапана и следить за давлением, при котором происходит сброс пара.

При получении нужного давления положение регулировочной втулки фиксируется, крышка клапана устанавливается на место и клапан вновь пломбуется. При проведении регулировки, техническом обслуживании и ремонте руководствоваться инструкцией по эксплуатации на предохранительный клапан.

Регулировка и пломбирование предохранительных клапанов должно проводиться в присутствии лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию парового котла.

Для остановки котла необходимо: выключить подачу топлива к горелке открытием вентиля ВР2 и отключением вентиля мембранного кнопкой «Стоп»; штурвалом регулирующего вентиля снизить давление пара до 3...4 МПа (30...40 кгс/см²);

После достижения температура воды в котле 50⁰С остановить насосы и вентилятор, выключив рычаг коробки отбора мощности; выключить тумблер SA2 «вкл. щита»; в зимнее время слить воду из котла и трубопровода через вентили для полного дренажа труб котла открыть вентиль В36, сообщающий змеевики котла с атмосферой; слить воды из гидравлической части насоса ПТ – 25, через соответствующие пробки, продуть сжатым воздухом; разобрать и уложить в транспортное положение магистральные трубы (пропарочный рукав) и запорный узел.

Аварийная остановка котла производится в случаях, когда:

- погас факел в топке котла;
- напор воздуха в воздуховоде ниже нормы; остаток воды в цистерне меньше 150л;
- давление в котле растет при полностью открытых вентилях;
- температура пара выше нормы; обнаружена какая либо неисправность или вышли из строя насосы, вентилятор, контрольно – измерительные приборы, предохранительные клапаны; в котле обнаружена течь или другое повреждение, ведущее к ненормальной работе установки.

Для аварийной остановки котла необходимо отсечь подачу топлива к горелке нажатием кнопки «Стоп» на щите приборов, снизить давление топлива. Открыв регулирующий вентиль ВР2, и продуть топочную камеру парового котла воздухом, открыв заслонку воздухопровода полностью, выключить трансмиссию установки и заглушить двигатель автомобиля.

При работе в ночное время освещение кузова установки производится включением тумблера «освещения», установленного в кузове. При длительных перерывах в работе на объекте в холодное время года, в установке предусмотрена возможность подогрева воды в цистерне паром от котла. В этом случае необходимо открыть вентиль В32 для пуска пара в цистерну. Подогрев воды осуществляется кратковременно не более 5 минут

после включения светового индикатора. В противном случае температура воды значительно повысится, что может привести к снижению работоспособности насоса ПТ – 25 20.

При работе в режиме II, подогрев воды в цистерне осуществляется открытием клапана (вентиля) КЗ.11. В случае аварийной остановки двигателя необходимо: открыть вентиль регулирующий ВР 1 и вентиль В35 и снизить давление до атмосферного; открыть вентили запорные В33, В36, В37, и слить воду из котла;

Для полного дренажа продуть котел и трубопроводы сжатым воздухом от пневмосистемы автомобиля.

Меры безопасности при использовании установки по назначению. К обслуживанию установки допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и специальное обучение, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания установки. Прошедший инструктаж и производственное обучение рабочий может быть допущен к самостоятельной работе только после проверки его знаний соответствующей комиссией. Не реже одного раза в год должен проводиться повторный инструктаж по технике безопасности.

До начала работы оператор, обслуживающий установку, должен убедиться в исправности и работоспособности всех узлов и систем установки.

Все ремонтные работы, связанные с устранением неисправностей, должны производиться на выключенной установке. При этом двигатель автомобиля должен быть остановлен, давление в трубопроводе снижено до атмосферного.

При авариях и ремонтах на объекте обработки, на паропроводе или на установке. Подача пара должна быть прекращена, давление снижено до атмосферного и установка должна быть выключена.

На период тепловой обработки объект обработки и применяемое оборудование должны быть снабжены предупредительными плакатами: «осторожно - тепловая обработка».

Обслуживание установки при прогреве скважины, оборудования и т. п. должно производиться в спецодежде, брезентовых рукавицах и спецобуви. При нахождении оператора внутри кузова установки или контейнера во время работы необходимо применять средства индивидуальной защиты от шума по ГОСТ 12.4.051.

В кузове установки должны быть вывешены указания данного раздела, руководство по эксплуатации установки и плаката по оказанию первой помощи пострадавшим от электрического тока, ожогов и других несчастных случаев. Аптечка с медикаментами и перевязочными материалами должна находиться на видном месте в кабине водителя автомобиля.

Необходимо ежедневно проверять работоспособность предохранительных клапанов, а также наличие средств пожаротушения. Постоянно следить за состоянием уплотнений трубопроводов и арматуры.

Запрещается:

- устанавливать установку под силовыми и осветительными электролиниями;
- находиться посторонним лицам на установке и в зоне ее работы при тепловой обработке;
- производить какие либо ремонтные работы или крепление обвязки устья скважины и трубопроводов во время работы установки;
- начинать розжиг парового котла (включения спирали зажигания) без предварительной продувки топки котла в течение 3–х минут (при неудачном розжиге при повторной попытке продувку провести в течение 1 минуты);
- включать систему подогрева котла, насоса ПТ–25 выхлопными газами двигателя автомобиля во время работы установки;
- чистить и смазывать движущие части агрегата установки при включенной трансмиссии;
- снимать ограждения;
- тормозить движущиеся части механизмов вручную или подкладыванием каких либо предметов;
- направлять и регулировать ременную передачу во время работы установки;
- курить на установке;
- работать при обнаружении неисправностей или утечек топлива через неплотные соединения;
- повышать температуру пара выше 310°C , давление пара выше 9,81 МПа (100 кгс/см^2);
- проводить сварочные работы на установке без проведения дренажа и пропарки котла, трубопроводов и топливного бака;
- работать в темное время суток без освещения или при недостаточном освещении;
- перемещать установку при включенном КОМ и работающей трансмиссии;
- использовать в качестве нагреваемой среды неподготовленную воду;
- применять пропарочный рукав при работе установки с давлением выше 0,78 МПа;
- применять паровой рукав с параметрами: рабочее давление – менее 0,8 МПа, рабочая температура - $+175^{\circ}\text{C}$;
- оставлять установку без присмотра.

Установка должна быть немедленно остановлена и работа на ней прекращены в следующих случаях:

- при возникновении пожара на установке;
- при прорыве технологических трубопроводов;
- при обнаружении неполадок в трансмиссиях привода оборудования (обрыв ремня, стуки в насосах, редукторе и т. д.);
- при других нарушениях нормальной работы систем установки, снижающих безопасность обслуживающего персонала.

При вынужденной остановке на железнодорожных переездах, в туннелях и под эстакадами, мостами, а также в условиях, когда установка не может быть своевременно замечена другими водителями, выставить на расстоянии 25–30 м позади установки знак аварийной остановки.

Установка должна эксплуатироваться согласно действующих «Правил дорожного движения».

Установка является объектом подведомственным органам Госгортехнадзора. [41].

При использовании ППУ по мере необходимости требуется с помощью пара очистить магистральные трубопроводы и устья скважины от асфальто-смоло-парафиновых отложений.

Сроки проведения кислотной промывки змеевиков парового котла и паровой магистрали не регламентируется, так как они полностью зависят от качества питательной воды и режима выработки пара. Промывку трубной системы котла производят раствором соляной кислоты в зависимости от толщины стенки накипи. Для проведения кислотной промывки целесообразно используют кислотные агрегаты. Для промывки соляной кислотой использовать насос запрещается. Используют насос ручного действия. Необходимое количество раствора для очистки парогенератора составляет 100 л. Очистку проводят около 1,5-2 часов, после этого необходимо слить раствор и вторично промыть теплой водой около 2 часов, далее необходимо промыть циркулирующим раствором тринатрий-фосфата в течении 4 часов, после защелачивания вновь промывают водой в течении 1 часа. Время на обработку парового котла затрачивается 9 часов. В случае такого простоя мы теряем целый день работы установки по назначению, а также теряем количество добытой нефти, так как АСПО в трубопроводах достигает половине толщины стенки чем сам трубопровод, что уменьшает количество дебита [42]

Для снижения данного недостатка предлагается дополнительно установить бак с лимонной кислотой изготовленный из материала 12Х18Н10Т, а также замена обратного клапана из такого же материала.

В заключении раздела необходимо сказать, что одним из путей значительного снижения затрат на топливо является перевод ППУ на водотопливные эмульсии (ВТЭ).

3.4 Термодинамические расчеты работы парогенераторной установки

3.4.1 Расчет термодинамических параметров парового котла

Ввиду повышения температуры пламени в топке парового котла при сжигании водотопливных эмульсий по данным экспериментальных исследований на 150-250 °С изменится и теплонапряженность огневых поверхностей парогенератора. Поэтому при расчете котла необходимо учесть

данный фактор. Кроме того, применение ВТЭ обеспечивает повышение полноты сжигания топлива [43 - 48].

Средний температурный напор:

$$\Delta \bar{t} = \frac{t''_B - t'_B}{\ln \frac{t_H - t'_B}{t_H - t''_B}} = \frac{100 - 30}{\ln \frac{310 - 30}{310 - 100}} = 241,37^\circ\text{C}; \quad (3.1)$$

Средняя температура питательной воды:

$$\bar{t}_B = t_H - \Delta t = 310 - 241,37 = 68,63^\circ\text{C}. \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} C_p &= 4,190 \text{ КДж} / \text{кг} \cdot \text{К}; & i_{\text{п}} &= 2724 \text{ КДж} / \text{кг}; \\ \lambda &= 0,663 \text{ Вт} / \text{м} \cdot \text{К}; & i_{\text{к}} &= 1409 \text{ КДж} / \text{кг}; \\ \mu &= 409,1 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}; & \rho_{\text{п}} &= 55,531 \text{ кг} / \text{м}^3; \\ \rho_B &= 979,818 \text{ кг} / \text{м}^3 & r &= 1315 \text{ КДж} / \text{кг}; \end{aligned}$$

Принимаем:

$$\begin{aligned} Z_B &= 4; \\ \omega_B &= 2 \text{ м} / \text{с}; \end{aligned}$$

3.4.1.3 Тепловая нагрузка:

$$Q = G_B \cdot c_B \cdot (t''_B - t'_B) = 0,7 \cdot 4190 \cdot (100 - 30) = 205310 \text{ Дж}; \quad (3.3)$$

Расход греющего пара:

$$G_{\text{п}} = \frac{Q}{i_{\text{п}} - i_{\text{к}}} = \frac{205310}{2724000 - 1409000} = 0,156 \text{ кг} / \text{с}; \quad (3.4)$$

Число трубок:

$$n = \frac{G_B \cdot Z_B}{\rho_B \cdot \omega_B \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{отл}}^2} = \frac{0,7 \cdot 4}{979,818 \cdot 2 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,0035^2} = 40; \quad (3.5)$$

Коэффициент наполнения трубного пучка:

$$\eta_{\text{тр}} = 1 - 0,05 \cdot Z_e = 1 - 0,05 \cdot 4 = 0,8; \quad (3.6)$$

Диаметр трубного пучка:

$$D_{\text{тр}} = 1,05 \cdot t \cdot \sqrt{\frac{n}{\eta_{\text{тр}}}} = 1,05 \cdot 0,04 \cdot \sqrt{\frac{145}{0,8}} = 0,565 \text{ м}; \quad (3.7)$$

Ширина прохода трубного пучка при набегании парового потока:

$$b = 0,6 \cdot D_{\text{тр}} = 0,6 \cdot 0,565 = 0,34 \text{ м}; \quad (3.8)$$

Коэффициент сужения фронтального сечения:

$$\eta_{\text{суж}} = \frac{t - d_n}{t} = \frac{0,04 - 0,028}{0,04} = 0,3; \quad (3.9)$$

Площадь проходного сечения для пара:

$$S_{\text{п}} = \frac{G_n}{\rho_n \cdot \omega_n} = \frac{0,156}{55,531 \cdot 20} = 0,044 \text{ м}^2; \quad (3.10)$$

Высота парового отсека:

$$h = \frac{S_{\text{п}}}{b \cdot \eta_{\text{суж}}} = \frac{0,044}{0,34 \cdot 0,3} = 0,438 \text{ м}; \quad (3.11)$$

Средняя длина трубки между перегородками:

$$l_{\text{ср}} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 0,438 = 0,231 \text{ м}; \quad (3.12)$$

Число Прандтля воды:

$$\text{Pr}_B = \frac{\rho_B \cdot \nu_B \cdot c_B}{\lambda_B} = \frac{979,818 \cdot 0,419 \cdot 10^{-6} \cdot 4191}{0,663} = 2,5; \quad (3.13)$$

Число Рейнольдса воды:

$$\text{Re}_B = \frac{\omega_B \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_B} = \frac{2 \cdot 0,0035}{0,419 \cdot 10^{-6}} = 16707; \quad (3.14)$$

Коэффициент теплоотдачи к воде:

$$\alpha_b = 0,023 \cdot \frac{\lambda_b}{d_{\text{вн}}} \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,4} = 0,023 \cdot \frac{0,663}{0,0035} \cdot 16707^{0,8} \cdot 2,5^{0,4} = 15020,429 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}; \quad (3.15)$$

Температурный напор между паром и наружной стенкой трубки:

$$\Delta t = t_{\text{н}} - 0,5 \cdot (t_{\text{н}} - t'_{\text{в}}) = 310 - 0,5 \times (310 - 30) = 70^\circ \text{C}; \quad (3.16)$$

Принимаем $\Delta t = 70^\circ \text{C}$;

Средняя температура конденсатной плёнки:

$$t_{\text{пл}} = t_{\text{н}} - \Delta t = 310 - 70 = 240;^\circ \text{C}; \quad (3.17)$$

Принимаем:

$$\rho_{\text{к}} = 831,324 \text{ кг/м}^3;$$

$$\lambda_{\text{к}} = 0,645 \text{ Вт/м} \cdot \text{К};$$

$$\nu_{\text{к}} = 0,149 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

Коэффициент теплоотдачи от неподвижного пара при ламинарном течении конденсатной плёнки:

$$\alpha_{\text{пл}} = 0,943 \cdot \left(\frac{\rho_{\text{к}} \cdot g \cdot \lambda_{\text{к}}^3 \cdot r}{\nu_{\text{к}} \cdot l_{\text{сп}} \cdot \Delta t} \right)^{0,25} = 0,943 \cdot \left(\frac{831,324 \cdot 9,81 \cdot 0,645^3 \cdot 1315500}{0,149 \cdot 10^{-6} \cdot 0,231 \cdot 70} \right)^{0,25} \quad (3.18)$$

$$= 5879,335 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

Число Рейнольдса конденсатной плёнки:

$$\text{Re}_{\text{пл}} = \frac{4 \cdot \alpha_{\text{пл}} \cdot l_{\text{сп}} \cdot \Delta t}{\rho_{\text{к}} \cdot \nu_{\text{к}} \cdot r} = \frac{4 \cdot 5879,335 \cdot 0,231 \cdot 70}{831,324 \cdot 0,149 \cdot 10^{-6} \cdot 1315500} = 2333; \quad (3.19)$$

Коэффициент, учитывающий волновое течение конденсационной плёнки:

$$\varepsilon_{\text{в}} = \left(\frac{\text{Re}_{\text{пл}}}{4} \right)^{0,04} = \left(\frac{2333}{4} \right)^{0,04} = 1,29; \quad (3.20)$$

Величина $(l \cdot \Delta t)_{\text{кр}}$:

$$(l \cdot \Delta t)_{\text{кр}} = 2300 \cdot \frac{r \cdot \rho_{\text{к}} \cdot \nu_{\text{к}}}{\lambda_{\text{к}}} \cdot \left(\frac{\nu_{\text{к}}^2}{g} \right)^{\frac{1}{3}} = 2300 \cdot \frac{1315500 \cdot 831,324 \cdot 0,149 \cdot 10^{-6}}{0,645} \cdot \left(\frac{(0,149 \cdot 10^{-6})^2}{9,81} \right)^{\frac{1}{3}} = 8,54 \text{ м};$$

$$l_{\text{сп}} \cdot \Delta t = 0,231 \cdot 70 = 16,17 > 8,54 = (l \cdot \Delta t)_{\text{кр}};$$

Отсюда следует, что течение конденсата не ламинарное;

Коэффициент теплоотдачи при конденсации неподвижного пара:

$$\alpha_{\text{HN}} = \varepsilon_{\text{v}} \cdot \alpha_{\text{HII}} = 1,29 \cdot 5879,335 = 7584,342;$$

Средняя скорость пара:

$$\bar{\omega}_{\text{п}} = \left(\frac{\omega_{\text{п}}^2}{3} \right)^{0,5} = \left(\frac{20^2}{3} \right)^{0,5} = 11,547 \text{ м/с};$$

Скоростной коэффициент:

$$\beta_{\text{ск}} = 1 + 0,013 \cdot \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{к}}} \right) \cdot \frac{\bar{\omega}_{\text{п}}}{(g \cdot \nu_{\text{к}})^{\frac{1}{3}}} = 1 + 0,013 \cdot \left(\frac{55,531}{831,324} \right) \cdot \frac{11,547}{(9,81 \cdot 0,149 \cdot 10^{-6})^{\frac{1}{3}}} = 65;$$

Коэффициент теплоотдачи при конденсации движущегося пара:

$$\alpha_{\text{п}} = \beta_{\text{ск}} \cdot \alpha_{\text{HN}} = 65 \cdot 5879,335 = 382156,775 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

Суммарное термическое сопротивление стенки трубки, отложений и воды:

$$R = \frac{d_{\text{н}}}{2 \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{н}}}{d_{\text{в}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} \cdot \frac{d_{\text{н}}}{d_{\text{в}}} = \frac{0,028}{2 \cdot 16,3} \cdot \ln \frac{0,028}{0,0035} + \frac{1}{15020,429} \cdot \frac{0,028}{0,0035} = 2,499 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт};$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k = \left(\frac{1}{\alpha_{\text{п}}} + R \right)^{-1} = \left(\frac{1}{382156,775} + 2,499 \cdot 10^{-4} \right)^{-1} = 399,741 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

Удельный тепловой поток:

$$q = k \cdot \Delta \bar{t} = 399,741 \cdot 241,37 = 96485,485 \text{ Вт/м}^2; \quad (3.28)$$

Температурный напор между паром и наружной стенкой трубки:

$$\begin{aligned} \Delta t &= \Delta \bar{t} - q \cdot R = 241,37 - 96485,485 \cdot 2,499 \cdot 10^{-4} = 61,221; \\ \Delta &= \left(\frac{70 - 61,221}{70} \right) \cdot 100\% = 12,53\%; \end{aligned} \quad (3.29)$$

Поверхность нагрева парового котла:

$$F = \frac{Q}{q} = \frac{205310}{96485,485} = 20,66 \text{ м}^2; \quad (3.30)$$

Общая длина трубок:

$$l = \frac{F}{\pi \cdot d_n \cdot n} = \frac{20,66}{3,14 \cdot 0,028 \cdot 40} = 6 \text{ м}; \quad (3.31)$$

Геометрическая характеристика трубного пучка:

$$\varepsilon = \frac{l}{D_{\text{тр}}} = \frac{6}{0,565} = 10,619; \quad (3.32)$$

Число отсеков по пару:

$$Z_n = \frac{l}{h} = \frac{6}{0,438} = 3,69 \quad (3.33)$$

Коэффициент сопротивления трения по воде:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,0032 + 0,221 \cdot \text{Re}_B^{-0,237} = 0,0032 + 0,221 \cdot 16707^{-0,237} = 0,034; \quad (3.34)$$

Гидравлическое сопротивление по воде:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \left[Z_B \cdot \left(\beta \cdot \lambda_{\text{тр}} \cdot \frac{l}{d_{\text{вн}}} + 1 \right) + 1 \right] \cdot \frac{\rho_B \cdot \omega_B^2}{2} = \left[4 \cdot \left(1 \cdot 0,034 \cdot \frac{1,620}{0,0035} + 1 \right) + 1 \right] \cdot \frac{979,818 \cdot 2^2}{2} = 20017,503 \text{ Па}; \\ \Delta &= \left(\frac{20000 - 20017,503}{25000} \right) \cdot 100\% = -0,08\%; \end{aligned} \quad (3.35)$$

Также необходимо провести расчёты на прочность, и некоторые конструктивные размеры:

$$\begin{aligned}
d_{\text{п}} &= \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}} \cdot \omega_{\text{п}} \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,156}{55,531 \cdot 20 \cdot 3,14}} = 1,12\text{м}; \\
d_{\text{в}} &= \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}} \cdot \omega_{\text{в}} \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,7}{979,818 \cdot 2 \cdot 3,14}} = 0,468\text{м}; \\
d_{\text{к}} &= \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{к}}}{\rho_{\text{к}} \cdot \omega_{\text{к}} \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,608}{831,324 \cdot 1 \cdot 3,14}} = 0,084 \approx 0,09\text{м}.
\end{aligned}
\tag{3.36}$$

Толщина стенок паровой камеры:

$$S = \frac{P \cdot D_{\text{в}}}{2 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot \varphi_{\text{св}} + P} = \frac{10 \cdot 1,09}{2 \cdot 142,2 \cdot 0,9 \cdot 0,95 + 10} = 0,033 \approx 0,034\text{м};
\tag{3.37}$$

Толщина трубной доски:

$$S = \frac{P_0}{2} \cdot \sqrt{\frac{P \cdot \phi}{\varphi \cdot \sigma_{\text{доп}}}} = \frac{0,65}{2} \cdot \sqrt{\frac{22 \cdot 0,5}{0,353 \cdot 73,5}} = 0,211 \approx 0,220\text{м};
\tag{3.38}$$

Размеры и количество болтов для фланцевых соединений:

$$\begin{aligned}
d_{\text{б}} &= 0,25 \cdot \left(\sqrt{12 \cdot \frac{Q}{\sigma_{\text{доп}} \cdot \varphi}} + D^2 - D \right) = 0,25 \cdot \left(\sqrt{12 \cdot \frac{2,798}{220 \cdot 0,9}} + 1,09^2 - 1,09 \right) = 0,018 \approx 0,03\text{м}; \\
Z_{\text{б}} &= \frac{1,53 \cdot Q}{d_{\text{вн}}^2 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot \varphi} = \frac{1,53 \cdot 2,798}{0,028^2 \cdot 220 \cdot 0,9} = 33,9 \approx 34;
\end{aligned}
\tag{3.39}$$

$$d_{\text{б}} = 0,25 \cdot \left(\sqrt{12 \cdot \frac{Q}{\sigma_{\text{доп}} \cdot \varphi}} + d_{\text{ф}}^2 - d_{\text{ф}} \right) = 0,25 \cdot \left(\sqrt{12 \cdot \frac{13,072}{590 \cdot 0,9}} + 0,87^2 - 0,87 \right) = 0,038 \approx 0,42\text{м};
\tag{3.40}$$

$$Z_{\text{б}} = \frac{1,53 \cdot Q}{d_{\text{вн}}^2 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot \varphi} = \frac{1,53 \cdot 13,072}{0,038^2 \cdot 590 \cdot 0,9} = 26,08 \approx 26;
\tag{3.41}$$

Необходимо аналитически исследовать влияние изменения величины давления пара на:

- температуру насыщения пара;
- средний коэффициент теплоотдачи;
- поверхность теплообмена.

Изменяем давление пара от 8 МПа до 10,5 МПа через 0,25 МПа. Результаты расчетного моделирования представлены на рисунке 4.10.

Анализ динамики изменения параметров в зависимости от давления пара показывает, что:

- с увеличением давления пара температура насыщения увеличивается практически линейно;
- с увеличением давления пара изменение величины поверхности теплообмена происходит приблизительно по экспоненциальному закону.

Главный вывод: с увеличением давления пара возрастает величина значения среднего коэффициента теплопередачи.

Таким образом, имеется резерв по повышению экономичности парогенераторных установок, для чего трубчатый теплообменник необходимо выполнять неравнопрочным. Первый слой трубок, который будет работать с наибольшей теплонапряженностью (особенно при применении водотопливных эмульсий) необходимо выполнять из жаропрочного материала (возможно с жаростойким покрытием), последующие слои – менее жаропрочные.

3.4.2 Расчетная оценка влияния повышения температуры пламени в топочном пространстве на площадь теплопередающей поверхности и размеры теплообменника.

Из анализа литературных данных известно, что при применении водотопливных эмульсий существенно возрастает температура пламени в топке и увеличивается составляющая лучистого теплообмена [49]. Это может позволить повысить паропроизводительность установки или снизить его массогабаритные показатели.

Целью расчета является определение площади теплопередающей поверхности теплообменника парогенераторной установки при работе как на штатном дизельном топливе, так и на водотопливной эмульсии (вода +мазут или диз.топливо) [50, 51].

Исходные данные для расчета:

- эмульсия «вода+мазут»;
- содержание воды в эмульсии $K_b = 10\%, 20\%, 30\%$;
- температура пламени в топке $t_{1T} = 1800^\circ\text{C} (+150; + 250; + 300)$;
- радиационный коэффициент теплопередачи $K_p = 0,52$
- начальная температура воды: $t_{1H} = 30^\circ\text{C}$;
- конечная температура воды: $t_{1K} = 100^\circ\text{C}$;
- нагрев осуществляется насыщенным паром, давлением $p = 0,1$ МПа, с температурой $t_{2H} = 99,1^\circ\text{C}$.

Схема распределения температур в теплообменнике:

$$Q_n = 99,1^\circ\text{C} \leftrightarrow Q_n = 99,1^\circ\text{C}; \quad t_{1H} = 30^\circ\text{C} \rightarrow t_{1\text{кон}} = 100^\circ\text{C}; \\ \Delta t 1_{H=15} = 15^\circ\text{C}; \quad \Delta t 1_{H=20} = 15^\circ\text{C}; \quad \Delta t 1 = 84,1; \quad \Delta t 2 = 34,1$$

Средний температурный напор при противотоке:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{\ln \cdot \left(\frac{\Delta t_1}{\Delta t_2} \right)} ; \Delta t_{cp} = \frac{84,1 - 34,1}{\ln \cdot \left(\frac{84,1}{34,1} \right)} = 55^\circ \text{C}.$$

Определение тепловой нагрузки:

$$Q = G_B \cdot C_P \cdot (t_{1k} - t_{1H}), \quad (3.42)$$

где $C_P = 4184,2$ Дж/кг·К – теплоемкость воды на линии насыщения

$$Q = 0,7 \cdot 4184,2 \cdot (100 - 30) = 205032 \text{ Вт}$$

По рекомендации принимаем коэффициент теплопередачи от пара к жидкости $K_{op} = 250$ Вт/м²К.

Ориентировочную поверхность теплообменника определяем по формуле:

$$F_{op} = \frac{Q}{\Delta t_{cp} \cdot K}, \quad (3.43)$$

где $K = 250$ Вт/м²К – минимальное ориентировочное значение коэффициента теплопередачи при сжигании ВТЭ.

$$F = \frac{205032}{55 \cdot 250} = 22 \text{ м}^2$$

Принимаем теплообменник типа ТУ имеющий следующие характеристики:

$$D = 325 \text{ мм}; d_t = 28 \times 3,5 \text{ мм}; z = 1; F = 22,5 \text{ м}^2; L = 2,0 \text{ м}.$$

Скорость движения воды в межтрубном пространстве определяем по формуле:

$$\omega_p = \frac{G_B}{\rho_B \cdot f}, \quad (3.44)$$

где $f = 0,011$ м² – площадь проходного сечения по межтрубному пространству;

$\rho_B = 985$ кг/м³ – плотность воды при температуре 55°С;

$$\omega_B = \frac{0,7}{985 \cdot 0,011} = 0,1 \text{ м/с}.$$

$$\text{Критерий Рейнольдса: } Re_B = \frac{\omega_B \cdot d_H}{\gamma}, \quad (3.45)$$

где $\gamma = 0,364 \cdot 10^{-6}$ м²·с – кинематическая вязкость воды;

$$Re_B = \frac{0,1 \cdot 10}{0,364 \cdot 10^{-6}} = 5500.$$

Критерий Прандтля:

$$Pr = \frac{C_p \cdot \gamma_p \cdot \rho_v}{\lambda_v}, \text{ где } \lambda_v = 0,14 \text{ Вт/м}\cdot\text{К} - \text{теплопроводность воды};$$

$$Pr = \frac{4184 \cdot 0,364 \cdot 10^{-6} \cdot 985}{0,14} = 12,51 . \quad (3.46)$$

Коэффициент теплопередачи к воде

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_1}{\delta_B} \cdot 0,008 \cdot R_e^{0,9} P_r^{0,43}$$

$$\alpha_1 = \frac{0,14}{0,02} \cdot 0,008 \cdot 5500^{0,9} \cdot 12,51^{0,43} = 385 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}. \quad (3.47)$$

Увеличение составило 22 Вт/м²·К по сравнению с работой на чистом топливе.

Коэффициент теплопередачи от конденсирующего пара, $\alpha_2 = 10000$ Вт/м²·К.

Коэффициент теплопередачи определяем по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + r_1 + \sum \frac{\delta}{\lambda} + r_2 + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (3.48)$$

где $\lambda = 46$ Вт/м·К – теплопроводность углеродистой стали;

$r_1 = 0,00017$ - термическое сопротивление воды;

$r_2 = 0,00004$ - термическое сопротивление со стороны пара (конденсата).

$$\text{Тогда } K = \frac{1}{\frac{1}{385} + 0,00017 + \frac{0,02}{46} + 0,00004 + \frac{1}{10000}} = 299 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

Требуемая поверхность теплообменника составляет:

$$F = \frac{Q}{\Delta t_{cp} \cdot K} = \frac{163410}{55 \cdot 299} = 20 \text{ м}^2$$

Отсюда следует, что подходит теплообменник с трубками длиной $L = 6$ м и номинальной поверхностью $F_j = 22,5$ м².

$$\text{При этом запас } \Delta = \frac{22,5 - 20}{20} \cdot 100 = 25\%.$$

Определим толщину стенки обечайки корпуса аппарата, работающего под внутренним давлением при следующих исходных данных:

- внутренний диаметр обечайки $D = 0,5$ м;

- рабочая температура $t = 100^\circ\text{C}$;
- рабочее давление $p = 10 \text{ МПа}$;
- материал обечайки сталь Ст3.

Толщина обечайки корпуса аппарата определяется из условия прочности и устойчивости.

Исполнительная толщина обечайки аппарата

$$S \geq S_p + C, \quad (3.49)$$

где S_p – расчетная толщина обечайки, м;

$C = C_1 + C_2 + C_3$ – суммарная прибавка к расчетной толщине стенки, м;

$C_1 = 0,002 \text{ м}$ – прибавка для компенсации коррозии и эрозии;

$C_2 = C_3 = 0$ – прибавка для компенсации минусового допуска и технологического допуска соответственно.

Расчетная толщина обечайки аппарата определяется по формуле:

$$S_p = \frac{D \cdot D}{2[\sigma] \cdot \varphi - p}, \quad (3.50)$$

где $\varphi = 1$ – коэффициент прочности сварного шва;

$[\sigma] = 149 \text{ МПа}$ – допускаемое напряжение для стали ВСт3сп при $t=100^\circ\text{C}$,

$$S_p = \frac{0,5 \cdot 0,5}{2 \cdot 149 \cdot 1 - 0,5} = 0,0011 \text{ м.}$$

$$S \geq 0,0011 + 0,002 = 0,0032 \text{ м.}$$

Принимаем толщину стенки обечайки $S = 5 \text{ мм}$

Пробное давление определяем по формуле:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 \cdot p \cdot \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t}, \quad (3.51)$$

где $[\sigma]^{20} = 154 \text{ МПа}$ – допускаемое напряжение для стали Ст3 при $t = 20^\circ\text{C}$,

$$P_{\text{пр}} = 1,25 \cdot 0,02 \cdot \frac{154}{149} = 0,08 \text{ МПа.}$$

Давление при гидроиспытании определяем по формуле:

$$P_{\text{г.и}} = P_{\text{пр}} + P_{\text{г}}, \text{ где } P_{\text{г}} = \rho \cdot g \cdot H_{\text{ж}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 9,5 = 0,09 \text{ МПа.} \quad (3.52)$$

$$P_{\text{г.и}} = 0,08 + 0,09 = 0,17 \text{ МПа.}$$

Проверяем выполнение условия:

$$P_{г.у} < P \cdot 1,35 \frac{\sigma^{20}}{[\sigma]} \quad P_{г.у} < 0,02 \cdot 1,35 \frac{154}{149} = 0,028 \text{ МПа} \quad 1,02 > 0,028 \quad (3.53)$$

Условие не выполняется, следовательно, нужно производить расчет при гидроиспытании.

Толщина стенки обечайки при гидроиспытании определяется по формуле:

$$Sp_1 = \frac{P_{zu} \cdot D}{2 \cdot [\sigma]_{zu}^{20} \cdot \varphi - P_{zu}}, \quad (3.54)$$

где $[\sigma]_{zu}^{20} = \frac{\sigma_T^{20}}{1,1}$ - допускаемое напряжение при гидроиспытании.

$\sigma_T^{20} = 210$ МПа – предел текучести для стали ВСтЗсп при $t = 20^\circ\text{C}$,

$$[\sigma]_{zu}^{20} = \frac{210}{1,1} = 190,9 \text{ МПа, тогда } Sp_1 = \frac{0,17 \cdot 0,5}{2 \cdot 190,9 - 0,17} = 0,0013 \text{ м.}$$

$$S \geq 0,0013 + 0,002 = 0,0033 \text{ м.}$$

Исходя из конструктивных соображений, принимаем толщину стенки обечайки $S=0,009$ м, так как обечайка изготавливается из трубы $\varnothing 529 \times 9$ мм.

Проверяем выполнение условия устойчивости обечайки по формуле:

$$\frac{F}{[F]} + \frac{M}{[M]} \leq 1, \text{ где } F - \text{ осевая сжимающая сила МН; } \quad (3.55)$$

$[F]$ - допускаемая осевая сжимающая сила, МН; M – изгибающий момент, действующий на колонну от ветра МН·м; $[M]$ - допускаемый изгибающий момент от ветровой нагрузки, МН·м.

Допускаемая осевая сжимающая сила рассчитывается по формуле:

$$[F] = \frac{[F]_p}{\sqrt{1 + \left(\frac{[F]_p}{[F]_E} \right)^2}}, \quad (3.56)$$

где $[F]_p = \pi \cdot (D + S - c) \cdot (S - c) \cdot [\sigma]$ - допускаемая осевая сжимающая сила из условия прочности, МН;

$[F]_E = \min\{[F]_{E1}; [F]_{E2}\}$; - допускаемая осевая сжимающая сила из условия устойчивости МН.

Допускаемая осевая сжимающая сила из условия местной устойчивости в пределах упругости определяется по формуле:

$$[F]_{E1} = \frac{310 \cdot 10^{-6} \cdot E}{n_n} \cdot D^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (S - c)}{D} \right]^2 \cdot \sqrt{\frac{100 \cdot (S - c)}{D}}, \quad (3.57)$$

Допускаемая осевая сжимающая сила из условия общей устойчивости в пределах упругости определяется по формуле:

$$[F]_{E2} = \frac{\pi \cdot (D + S - c) \cdot (S - c) \cdot E}{n_n} \cdot \left(\frac{\pi}{\lambda_{np}} \right)^2, \quad (3.58)$$

где $E=1,91 \cdot 10^5$ МПа – модуль продольной упругости; $n_i=2,4$ – коэффициент запаса прочности;

$$\lambda_{np} = 2,83 \cdot \ell_{np} / (D + S - c) - \text{гибкость}, \quad (3.59)$$

где $\ell_{np} = 23,4$ – приведенная расчетная длина обечайки,

$$\ell_{np} = 2 \cdot 9,5 = 19 \text{ м}; \quad (3.60)$$

$$\lambda_{np} = \frac{2,83 \cdot 19}{(0,5 + 0,009 - 0,002)} = 130,6 \text{ м}, \text{ тогда}$$

$$[F]_{E2} = \frac{3,14 \cdot (0,5 + 0,009 - 0,002) \cdot (0,009 - 0,002) \cdot 1,91 \cdot 10^5}{2,4} \cdot \left(\frac{3,14}{130,6} \right)^2 = 0,44 \text{ МН}.$$

$$[F]_{E1} = \frac{310 \cdot 10^{-6} \cdot 1,91 \cdot 10^5}{2,4} \cdot 0,5^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (0,009 - 0,002)}{0,5} \right]^2 \cdot \sqrt{\frac{100 \cdot (0,009 - 0,002)}{0,5}} = 14,9 \text{ МН}.$$

$$[F]_E = \min \{0,44 \text{ МН}; (14,9 \text{ МН})\} = 0,44 \text{ МН}.$$

$$[F]_P = \pi \cdot (0,5 + 0,009 - 0,002) \cdot (0,009 - 0,002) \cdot 149 = 1,7 \text{ МН}.$$

$$[F] = \frac{1,7}{\sqrt{1 + \left(\frac{1,7}{0,44} \right)^2}} = 0,77 \text{ МН}.$$

Допускаемый изгибающий момент определяется по формуле:

$$[M] = \frac{[M]_p}{\sqrt{1 + \left(\frac{[M]_D}{[M]_A} \right)^2}}, \quad (3.62)$$

где $[M]_p = 0,25 \pi \cdot D \cdot (D + S - c) \cdot (S - c) \cdot [\sigma]$ - допускаемый изгибающий момент из условия прочности, МН·м ;

$[M]_E = \frac{89 \cdot 10^{-6} E}{n_n} \cdot D^3 \left[\frac{100 \cdot (S - c)}{D} \right]^2 \cdot \sqrt{\frac{100 \cdot (S - c)}{D}}$ - допускаемый изгибающий момент из условия устойчивости в пределах упругости, МН·м;

$$[M]_P = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot (0,5 + 0,009 - 0,002) \cdot (0,009 - 0,002) \cdot 149 = 0,21 \text{ МН·м}; \quad (3.63)$$

$$[M]_E = \frac{89 \cdot 10^{-6} \cdot 1,91 \cdot 10^5}{2,4} \cdot 0,5^3 \cdot \left[\frac{100 \cdot (0,009 - 0,002)}{0,5} \right]^2 \cdot \sqrt{\frac{100 \cdot (0,009 - 0,002)}{0,5}} = 2,1 \text{ МН} \cdot \text{м};$$

$$[M] = \frac{0,21}{\sqrt{1 + \left(\frac{0,21}{2,1} \right)^2}} = 0,209 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Осевая сжимающая сила в рабочих условиях определяется по формуле:

$$F = G_{об} + G_{дн} + G_{вн} + G_{сп} + G_{из}, \quad (3.64)$$

$$\text{где } G_{об} = \frac{\pi \cdot (D_H^2 - D_B^2)}{4} \cdot g \cdot \rho_m \cdot H - \text{ вес обечайки колонны, МН,} \quad (3.65)$$

$$G_{дн} = 2 \cdot \rho_m \cdot g \cdot V_d \quad (3.66)$$

$\rho_m = 7850 \text{ кг/м}^3$ – плотность углеродистой стали;

$V_d = 0,0025 \text{ м}^3$ – объем днища;

$G_{вн} = 0,0118 \text{ МН}$ – вес внутренних устройств;

$G_{сп} = 0,0014 \text{ МН}$ – вес среды в аппарате;

$G_{дн} = 2 \cdot 0,31 \cdot 0,008 \cdot 7850 \cdot 9,81 = 381,96 \text{ Н} = 0,000381 \text{ МН};$

$G_{из} = 0,011 \text{ МН}$ – вес изоляции;

$$G_{об} = \frac{3,14(0,530^2 - 0,510^2)}{4} \cdot 11,7 \cdot 7850 \cdot 9,81 = 20309,8 = 0,0203 \text{ МН};$$

$$G_{ан} = 0,0139 + 0,000381 + 0,0118 + 0,0014 + 0,011 = 0,03848 \text{ МН}.$$

Подставляя полученные данные в формулу (3.15) получаем - условие устойчивости аппарата в рабочих условиях:

$$\frac{F}{[F]} + \frac{M}{[M]} \leq 1, \text{ получим } \frac{0,0481}{0,77} + \frac{0,082}{0,209} = 0,46 < 1.$$

Определим толщину днища аппарата, нагруженного внутренним избыточным давлением.

Данные для расчета:

- внутренний диаметр днища $D=0,5 \text{ м};$
- рабочее давление $p = 10 \text{ МПа};$
- рабочая температура $t= 100^\circ \text{C};$
- материал днища сталь Ст3.

Исполнительная толщина стенки днища аппарата определяется по формуле:

$$S \geq S_p + c,$$

Расчетная толщина стенки днища определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P \cdot R}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5P}, \quad (3.67)$$

где $R = D$ – для эллиптических днищ с $H = 0,25 D$; $[\sigma] = 149$ МПа – допускаемое напряжение для стали ВСтЗсп при $t=100^\circ\text{C}$,

$$S_p = \frac{0,02 \cdot 0,5}{2 \cdot 149 \cdot 1 - 0,5 \cdot 0,02} = 0,0001 \text{ м}$$

$$S \geq 0,0001 + 0,002 = 0,0021 \text{ м}$$

Принимаем толщину стенки днища $S = 5$ мм.

Из приведенных выше расчетов, видим, что необходимо производить расчет при гидроиспытании.

Толщина днища при гидроиспытании определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_{zu} \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5 \cdot P_{zu}} = \frac{0,17 \cdot 0,5}{2 \cdot 190,9 \cdot 1 - 0,5 \cdot 0,17} = 0,0013 \text{ м}. \quad (3.68)$$

$$S_p \geq 0,0013 + 0,002 = 0,0033 \text{ м}.$$

Принимаем толщину стенки днища $S=0,008$ м из условия лучшей свариваемости.

Выводы по разделу 3

1 Существующие парогенераторные установки и особенно передвижные могут быть модернизированы для работы с ВТЭ.

2 В качестве объекта модернизации для работы на водо-топливной эмульсии предложена ППУА-1200/100.

3 Проведенные термодинамические расчеты показывают работоспособность ППУА-1200/100 на ВТЭ.

4 Исследования пропорционального состава ВТЭ и присадок обеспечивающих повышение эффективности работы ППУ на ВТЭ являются необходимыми и своевременными.

4 Исследование эффективности присадок и стабильности водотопливных эмульсий

4.1 Исследование эмульсий

Изменение физико-химических характеристик топлив возможно за счет применения альтернативных топлив: или в чистом виде, или в смеси с традиционным дизельным. Одними из таких топлив являются водотопливные эмульсии (ВТЭ). Свойства ВТЭ зависят от их состава – долевого содержания воды в ВТЭ (C_w) и структуры – среднего размера d_{cp} и характера распределения капель воды в эмульсии по размеру (т.е. степени однородности δ – чем меньше эта величина, тем выше однородность). Регулирование значений указанных параметров на стадии приготовления ВТЭ позволяет управлять характером сгорания эмульсии, т.е. воздействовать на характер протекания рабочего процесса и, таким образом, на экологические показатели двигателя [52 - 54].

4.1.1 Методы приготовления эмульсий

Термодинамическое устойчивое состояние двух несмешивающихся жидкостей отвечает минимумы поверхности раздела, причем более тяжелая жидкость располагается под более легкой. Создание эмульсий - сложный процесс, являющиеся результатом двух конкурирующих жидкостей: диспергирования всего объема жидкости с образование отдельных капель и коалесценции этих капель с образованием большого объема жидкости [55 – 58].

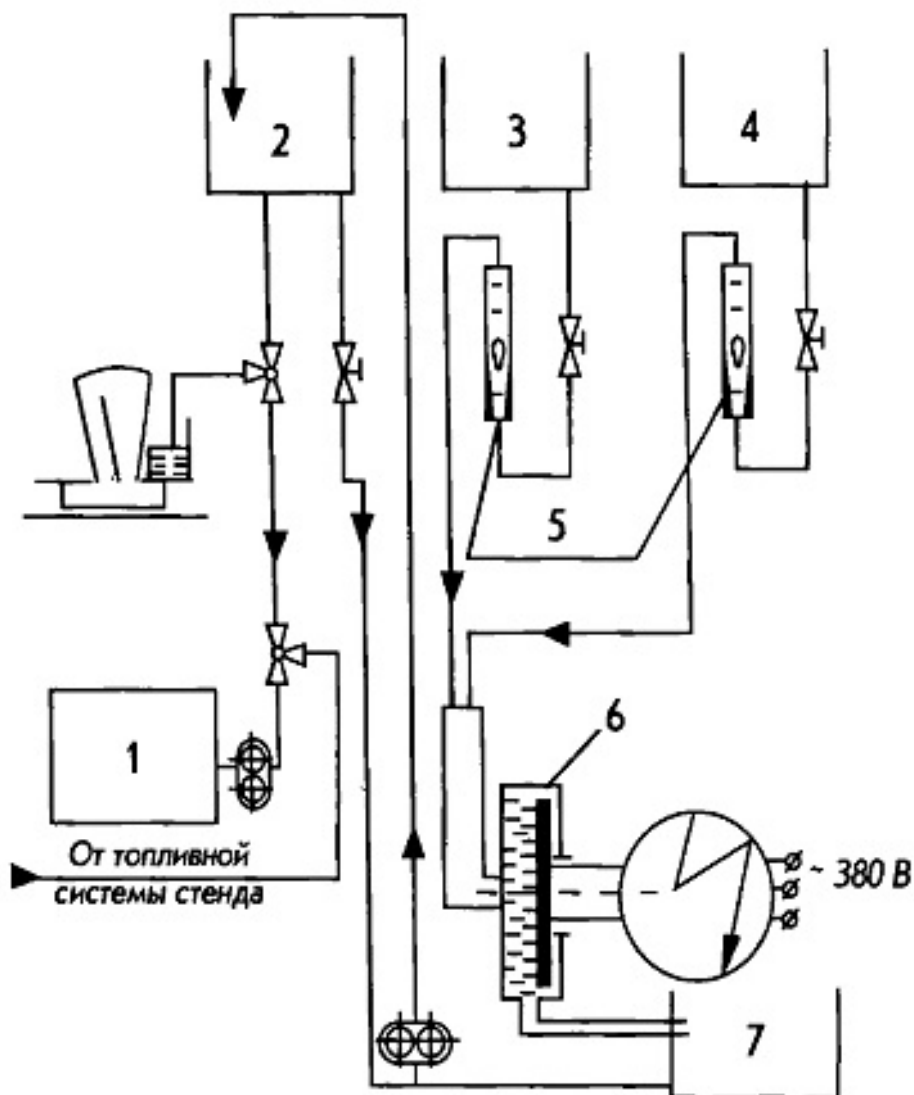
Анализ способов приготовления водотопливных эмульсий показал, что при применении в качестве диспергатора шестеренчатого насоса или гидродинамического свистка и при использовании в качестве эмульгатора мазута, можно получить эмульсии с размером капель дисперсной фазы размером 5-15 мкм.

Получение эмульсии при этом происходит при многократной циркуляции ее через диспергирующее устройство. При количествах воды более 30 % по весу обеспечивать нормальную работу дизеля из-за перебоев в работе не представлялось возможным.

В целях уменьшения дисперсной фазы до 1-1,6 мкм некоторыми авторами [59] в качестве диспергатора использовались насосы высокого давления и распыливающая форсунка, при этом принялись и более современные эмульгаторы. Однако, и в этом случае требуется предварительная подготовка эмульсии с многократной ее циркуляцией через диспергирующее устройство.

Учитывая, что для обеспечения оптимальной работы дизеля каждом скоростном и нагрузочном режиме требуется эмульсия определенного состава, нами была разработана схема, обеспечивающая выполнение указанного требования.

В качестве диспергатора, позволяющего за один проход получить эмульсию высокой дисперсности, нами была использована конструктивная разновидность дезинтегратора - дисмембратор [60].



1 - дизель; 2 - бак эмульсии; 3 – бак топливный; 4 – бак воды; 5 – ротаметр;
6 – дисмембратор; 7 – бак промежуточный

Рисунок 4.1 – Схема дозирования компонентов и приготовления ВТЭ

Известно, что применение дезинтегратора для измельчения различных материалов позволяет получить высокую дисперсность при минимальных энергозатратах [61]. Сравнение затрат мощности на приготовление ВТЭ с материалами по исследованию различных диспергаторов [62] показывает, что дисмембратор является наиболее экономичным и эффективным диспергатором не только строительных материалов, но и эмульсий. Применение дисмембратора является весьма перспективным, т.к. интенсивность перемешивания может регулироваться в нем количеством рядов и числом

пальцев, а привод его с частотой вращения 2000-3000 мин⁻¹ может обеспечиваться как непосредственно от дизеля, так и от автономного электродвигателя. Схема системы приготовления эмульсии приведена на рисунке 4.1.

При работах по исследованию свойств эмульсии, компоненты подавались из дизельных воронок.

4.1.2 Выбор эмульгатора

В проблеме создания мелкодисперсной эмульсии существенную роль играет способ стабилизации. В связи с этим, данному вопросу посвящен целый ряд работ [63 - 65] в которых, опробованы методы стабилизация эмульсий путем образования мыл, а также стабилизация с помощью поверхностно активных веществ (ПАВ).

Первый способ состоит в том, что одна составная часть эмульгатора - жирная кислота растворяется в топливе, а другая часть - органическое соединение основного характера - растворяется в воде.

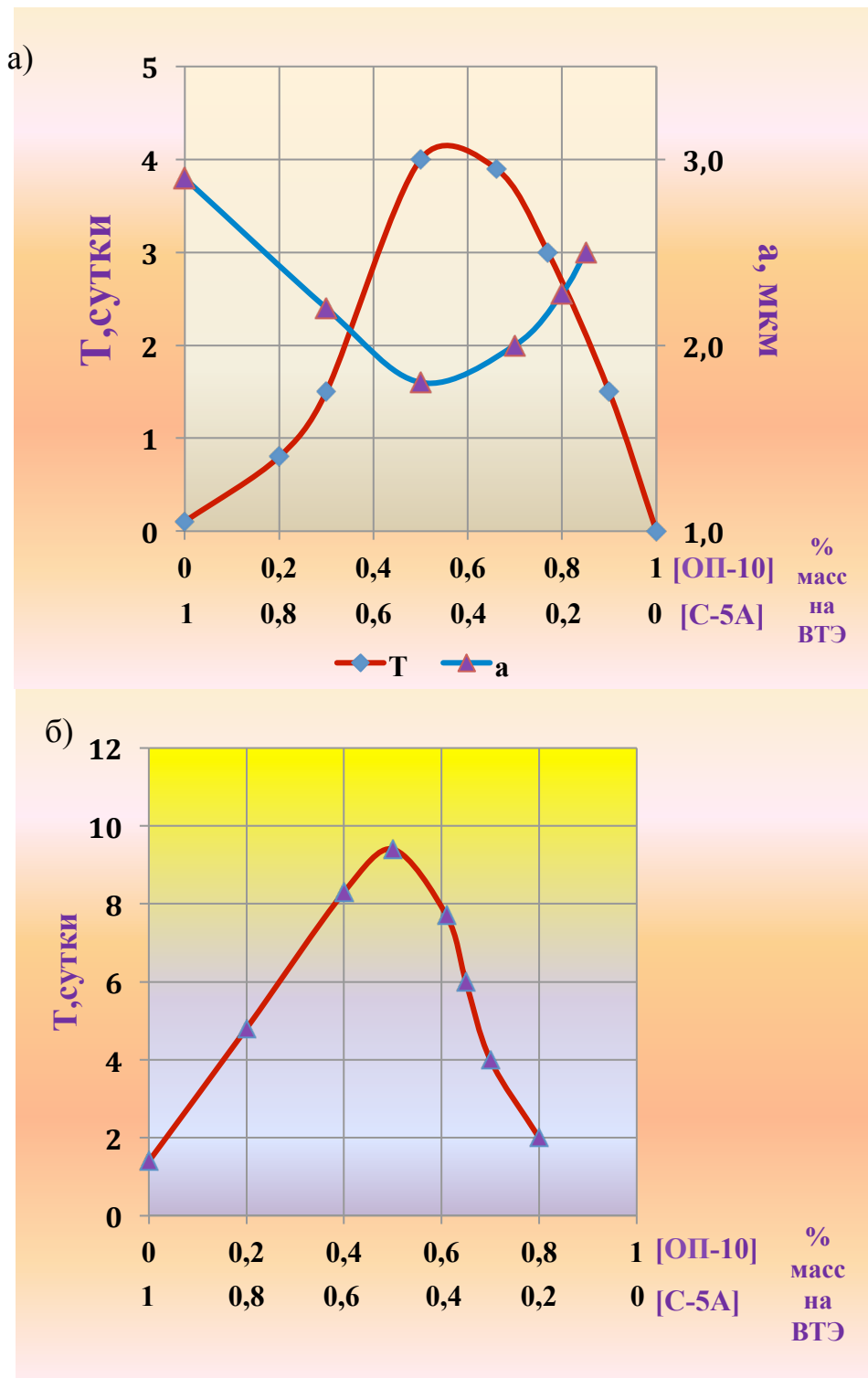
Нами, также поставлены данные эксперименты, так на первом этапе исследований в качестве эмульгаторов использовались элаидиновая кислота и триэтаноламин. При этом получалась эмульсия прямого типа. Учитывая, что несмотря на то, что триэтаноламин является ингибитором коррозии, имеется опасность коррозионного разрушения топливной аппаратуры, а также то, что триэтаноламин не позволяет получать надежную эмульсии, был предпринят поиск других эмульгаторов.

Известно, что достаточно устойчивые к коалесценции эмульсии возможно получить при помощи сукцинимидов [66], например, сукцинимидной присадки к маслу С-5А. В связи с этим представлял интерес вопрос создания композиции эмульгаторов: сукцинимид + водорастворимый ПАВ. Наиболее перспективными для создания ВТЭ являются неионогенные ПАВ.

В настоящее время в промышленности широко распространены неионогенные ПАВ на базе оксиэтилированных алкилфенов, в частности, смачиватели ОП-10 (ОП-7) ГОСТ 8433-58 - оксиэтилированные на 10 (7) молей алкилфенола [67].

На рисунке 4.2 приведены данные по влиянию состава эмульгатора на седиментационную стабильность эмульсии. Седиментационная стабильность определялась визуальным методом [68] в цилиндре объемом 50 мл. За критерий седиментационной стабильности принято время T (суток), в течение которого в нижней части цилиндра накапливается 0,5 см³ концентрированного слоя эмульсии.

На рисунке 4.2а приведены данные для эмульсии содержанием воды 30 %, а на рисунке 4.2б с содержанием воды 50%. Как видно из рисунков, максимальная стабильность достигается при соотношениях эмульгаторов - 1:1.



а) – концентрация воды равна 30% массовых;
 б) – концентрация воды равна 50% массовых;

Рисунок 4.2 – Влияние соотношения эмульгаторов на седиментационную устойчивость эмульсий

Этому соотношению соответствует и минимум среднего объемно-численного диаметра капель a (рис.4.2а). Величина a определялась

микроскопическим методом.

Определив численную концентрацию капель, далее по известным соотношениям рассчитывали средний объемно-численный диаметр a [69].

На рисунке 4.3 показано влияние концентрации эмульгатора с оптимальным соотношением компонентов (1:1) на седиментационную устойчивость.

Анализ результатов показывает, что достаточно высокая стабильность достигается при расходе эмульгатора 0,3-0,5 %.

При этом расслоения эмульсии с выделением чистой водной фазы (коалесценции) не наблюдалось в течение более 1 месяца.

В то же время, наличие двух составляющих эмульгатора создавало определенные трудности при приготовлении эмульсии. В связи с этим, нами были опробован способ стабилизации эмульсии при помощи малорастворимого ПАВ и при ряде исследований применялся эмульгатор "Эдималь" (Россия).

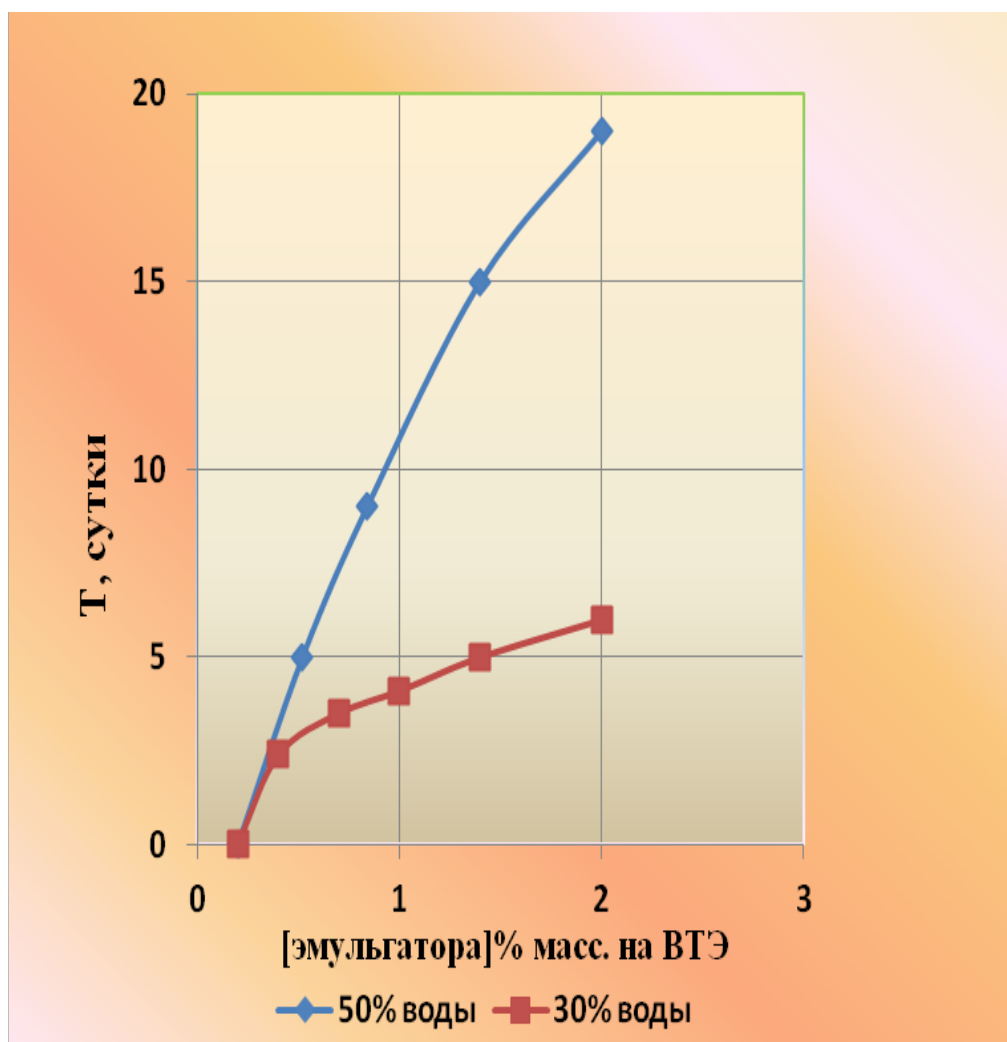


Рисунок 4.3 – Влияние концентрации эмульгатора на седиментационную стабильность эмульсий

"Эдималь" представляет собой поверхностно-активное вещество на основе эфиров малеиновой кислоты и моноэтаноламидов синтетических жирных кислот (СЖК) фракции С10-С16 [70]. Эмульгатор вводится в топливо в количестве 1-1,5 % по весу эмульсии.

Влияние эмульгаторов на процесс сгорания ВТЭ стабилизированной эмульсией ТЭ-1 приводится в работе [71]. Вводился ТЭ-1 в количестве 1% по массе. Дополнительно, для получения антифлокуляционного эффекта вводился 0,1% по массе СгМп.

4.1.3 Исследование основных свойств эмульсий

Основными свойствами, характеризующими возможность использования эмульсий в дизелях являются дисперсность, плотность, вязкость и стабильность.

4.1.3.1 Дисперсность

Под дисперсностью эмульсии понимают степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Для изучения дисперсности нами был применен микроскопический метод, позволяющий получить количественную характеристику [72]. Изучению подвергались эмульсии, стабилизированные методом добавки двух компонентов. Исследование производилось на электронном микроскопе с черно-белым изображением и разрешающей способностью 1600 раз.

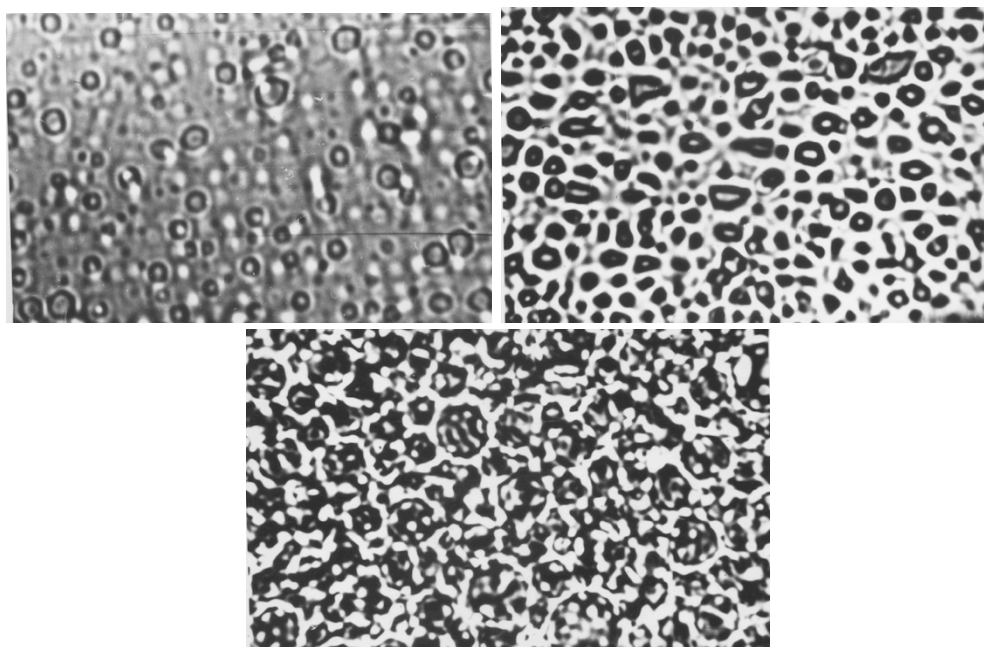


Рисунок 4.4 - микрофотографии обратной эмульсии, содержащие соответственно 10, 25 и 50 % воды

На рисунке 4.4 приведены микрофотографии обратной эмульсии, содержащие соответственно 10, 25 и 50 % воды, но весу. На рисунке 4.7 приведены гистограммы, показывающие, что при концентрациях вода 10% и 25% в эмульсии преобладают частицы размером до 2 мк - 94%. С увеличением концентрации воды до 50% преобладают частицы с размерами до 4 мк - 80%.

Таким образом, полученные эмульсии относятся к высокодисперсным концентрированным эмульсиям. Предельное содержание дисперсной фазы для такого вида эмульсии составляют 74% объемных процента (для расчета упаковки монодисперсной эмульсии).

На рисунке 4.5 приведена микрофотография эмульсии с содержанием воды 50% по весу, собранной после прохождения через дизельную форсунку на безмоторном стенде. Для оценки структуры капель эмульсии, попадающей в камеру сгорания имитировался номинальный режим работы топливной аппаратуры.

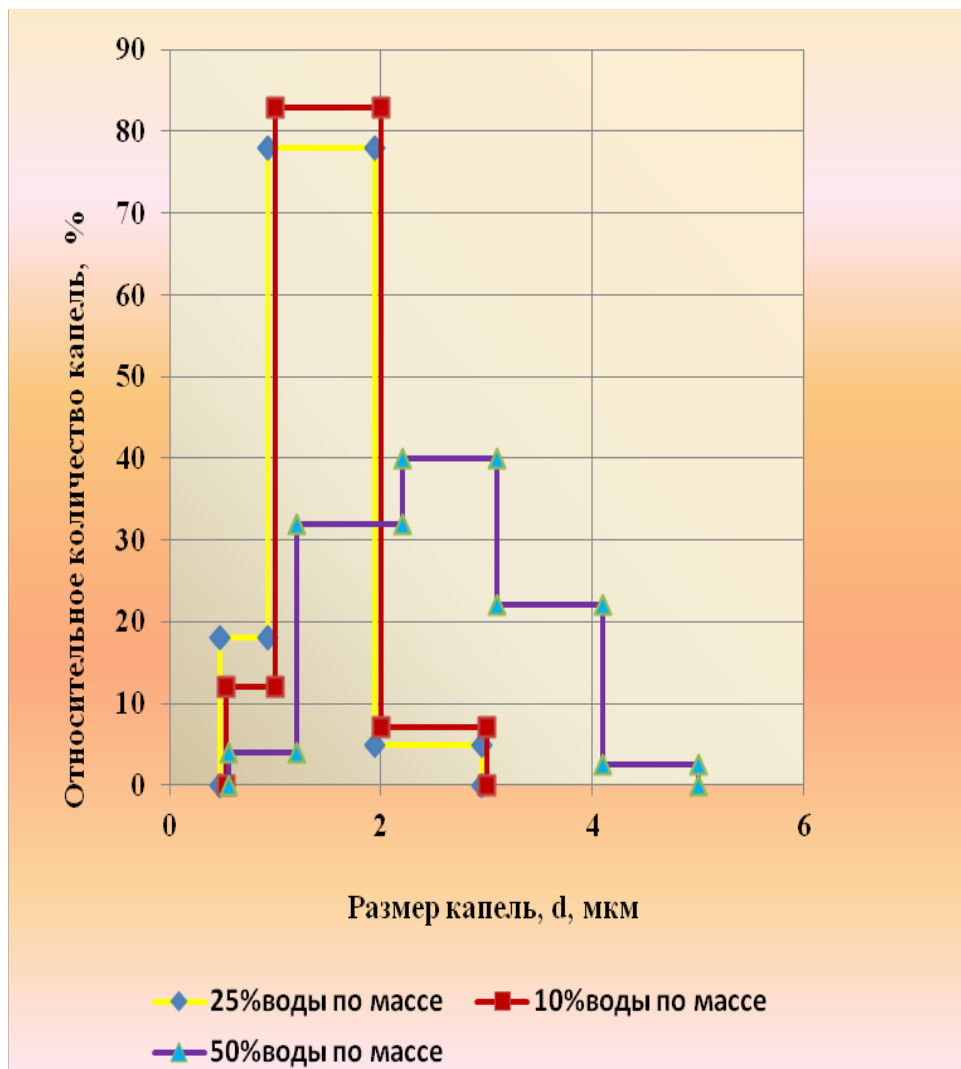


Рисунок 4.5 – Гистограмма распределения капель в зависимости от содержания воды в ВТЭ

Статистическая обработка результатов, представленная на рисунке 4.6 показывает, что при прохождении через форсунку происходит дополнительное диспергирование капель воды и 98,5 % капель не превышает размера 3 мк.

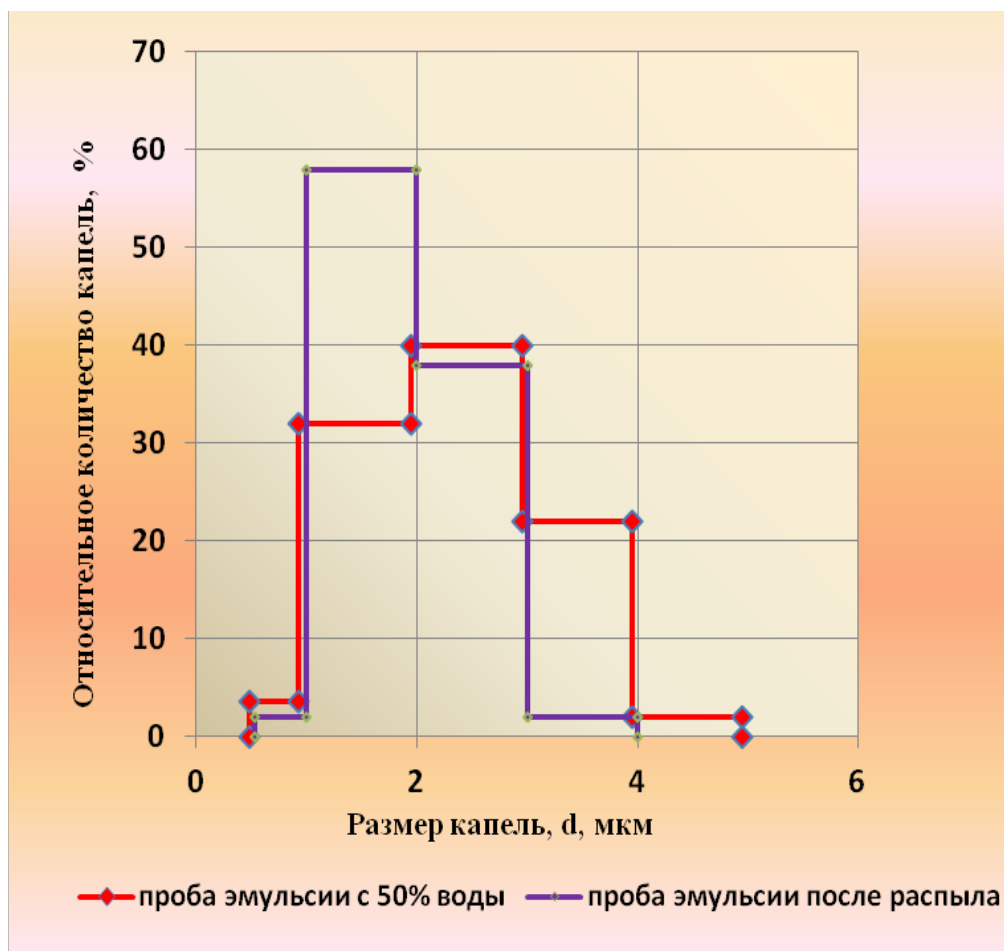


Рисунок 4.6 – Изменение дисперсности капель ВТЭ после распыления

4.1.3.2 Вязкость и плотность

Индивидуальные жидкости и истинные растворы подчиняются закона жидкого течения Ньютона:

$$F = \mu \, dV/dl \quad (4.1)$$

где F – напряжение жидкости;
 dV/dl – градиент скорости;
 μ – динамическая вязкость (при $T = \text{const}$, $\mu = \text{const}$ для данной жидкости).

Эмульсии, как правило, не подчиняются закону Ньютона, т.к. с увеличением приложенного напряжения возникает деформация

диспергированных частиц. В целом ряде работ [73-76] отмечается, что существует большое количество уравнений для описания процесса, но не одно из них не является универсальным. Это объясняется разнообразием эмульсий. На рисунке 4.7 кривая 3, представляет собой экспериментальную зависимость вязкости ВТЭ от содержания воды. Дополнительно там же приведены данные по вязкости эмульсий, полученных в работе [74, 75].

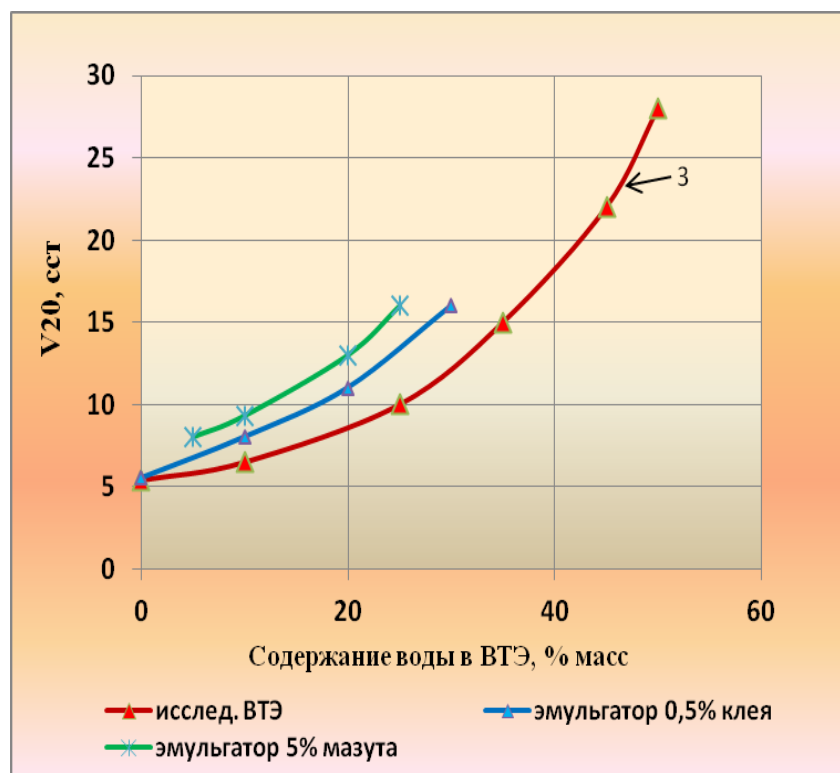


Рисунок 4.7 – Изменение кинематической вязкости ВТЭ от содержания воды

Определение удельного расхода топлива связано, при применении эмульсий, с пересчетом содержания топлива в эмульсии. Указанное обстоятельство требует знания точного процентного состава эмульсии. Наиболее удобным для измерений, по нашему мнению, является такой параметр эмульсии, как плотность.

Плотность эмульсии может быть определена по зависимости:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{т}} C_{\text{т}} + \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} \quad (4.2)$$

где $\rho_{\text{э}}$, $\rho_{\text{т}}$, $\rho_{\text{в}}$ - плотность эмульсии, топлива и воды с введенными эмульгаторами, г/см³;

$C_{\text{в}}$, $C_{\text{т}}$ - объемные доли воды и топлива, причем $C_{\text{в}} + C_{\text{т}} = 1$.

Расчет содержания воды в эмульсии производился по зависимости:

$$\mu_B = ((\rho_э - \rho_T) \rho_B) / (\rho_э (\rho_B - \rho_T)) \quad (4.3)$$

где μ_B – массовая доля воды в эмульсии;

$$\mu_T = 1 - \mu_B \quad (4.4)$$

где μ_T – массовая доля топлива в эмульсии.

Зависимость $\rho_{(э,Т)} = F(T)$ принималась в соответствии с данными приведенными в работе [77].

4.1.2.3. Стабильность

С термодинамической точки зрения эмульсия есть двухфазная система с дисперсной фазой, состоящая из микроскопических капель диаметром более 0,1 мкм. Эмульсии никогда не могут быть полностью устойчивы из-за того, что поверхность раздела между фазами обладает свободной энергией; при соединении двух капель происходит уменьшение межфазной поверхности. Известно, что для приготовления стабильной эмульсии необходимо применение компонента - стабилизатора эмульсин (эмульгатора).

Молекулы стабилизатора адсорбируются на межфазной поверхности, образуя энергетический барьер между жидкостями. Исходя из специфики использования ВТЭ в качестве дизельного топлива, стабильность эмульсии имеет существенное значение для надежности, в первую очередь, топливной аппаратура. Известно, что наличие в топливе нестабилизированной эмульгированной влаги, в количестве более 0,3 %, приводит к коррозии и "схватыванию" плунжерных пар насосов высокого давления, зависанию игл распылителей, даже при относительно непродолжительном времени нахождения дизеля в нерабочем состоянии.

Неустойчивость эмульсий проявляется в различных по существу явлениях. В связи с этим обычно выделяют три вида устойчивости эмульсий [78]:

1) Устойчивость к седиментации, т.е. к перераспределению дисперсной фазы по высоте столба системы во времени, без изменения дисперсности. Причина седиментации - разность плотностей фаз. В случае применения ВТЭ седиментация проявляется в оседании капелек вода на дно сосуда с образованием осадка (геля).

2) Устойчивость к флокуляции (агрегатированию) характеризует способность капелек дисперсной фазы сохранять свою кинетическую индивидуальность. Потеря агрегативной устойчивости приводит к объединению в агрегаты, цепочки и другие пространственные структуры.

3) Устойчивость к коалесценции характеризует способность капель сдаваться друг с другом, с образованием более крупных капель и, в конечном

итоге, к выделению дисперсной фазы в виде сплошного объемного слоя.

При применении ВТЭ в дизельных двигателях наиболее существенными являются седиментационная устойчивость и устойчивость к коалесценции. Устойчивость к флокуляции в указанных условиях прямого влияния не оказывает. В условиях высококонцентрированных эмульсий склонность к флокуляции может снижать седиментационную устойчивость, проявляясь, таким образом, косвенно.

Оценка стабильности проводилась двумя методами: визуальным [79] и микроскопическим [80].

Методика визуального определения устойчивости к коалесценции основана на оценке количества воды, вделавшейся в течение 30 суток. Проба эмульсии хранится в градуированном цилиндре с пришлифованной пробкой по ГОСТ 1770-74 объемом 50 см³. Количественно стабильность к коалесценции оценивается по формуле:

$$X = \frac{0,5C_B - V_{30}}{0,5C_B} \quad (4.5)$$

где C_B – концентрация воды в ВТЭ, % объема;

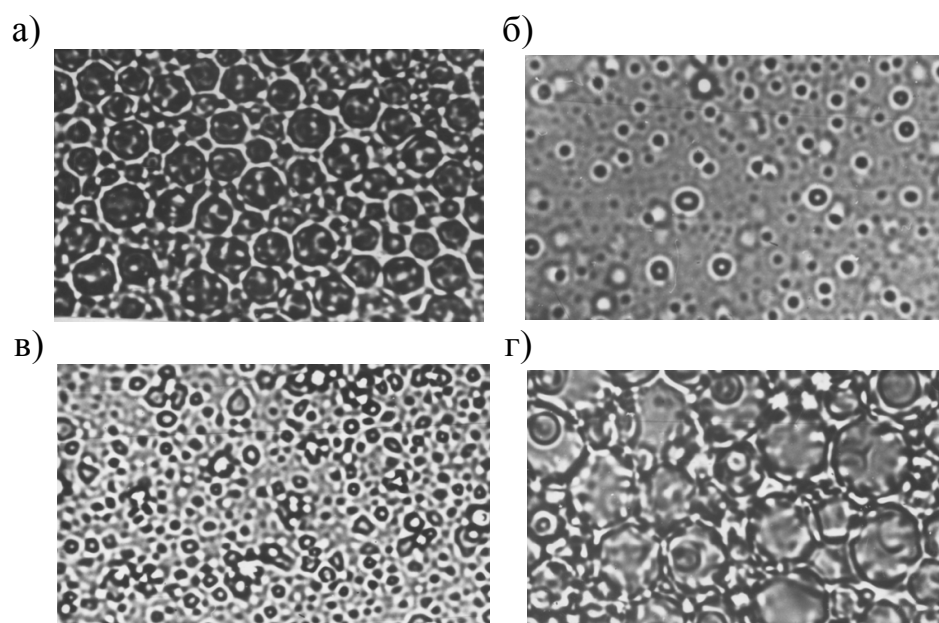
V_{30} – объем воды, выделившейся за 30 суток, мл.

Стабильность к коалесценции для всех применяемых эмульсий составляло 100 единиц.

Визуальная оценка [81] седиментационной устойчивости производилась путем наблюдения за пробой эмульсии, находящейся в пробирках с объемом 10 см³. За критерий принималось время в течение которого образовался слой почти безводного топлива объемом 1 см³. Было установлено, что седиментационная устойчивость составляла не менее пяти суток. Следует отметить, что эти результаты хорошо согласуются с оценкой проведенной по другой методике в процессе подбора эмульгатора (см. п. 5.1.2).

Дополнительная оценка стабильности проводилась микроскопическим методом. На рисунке 4.8а, 4.8б и 4.8в приведены микрофотографии проб эмульсии, содержащей 10% воды по весу.

На рисунке 4.8а приводятся микрофотографии пробы из нижней части бюретки после отстоя эмульсии в течение 20 дней. На рисунке 4.8б – из верхней части той же эмульсии. На рисунке 4.8в – та же эмульсия после перемешивания.



- а) – ВТЭ с содержанием воды 10% по массе из нижней части цилиндра;
 б) – ВТЭ с содержанием воды 10% по массе из верхней части цилиндра;
 в) – ВТЭ с содержанием воды 10% по массе после ручного перемешивания;
 г) – ВТЭ с содержанием воды 50% по массе из нижней части цилиндра.

Рисунок 4.8 – Микрофотографии ВТЭ с различным содержанием воды

Анализ результатов показывает, что в нижней части находятся седиментировавшие капли наиболее крупных размеров. Увеличение средних размеров капель по сравнению с распределением, может быть объяснено тем, что при микроскопическом определении дисперсности крупные, из-за малой доли не попали в состав исследуемой порции, из-за частичной коалесценции капель. Однако выпадения неэмульгированной воды не обнаружено. Аналогичная картина наблюдается и на микрофотографии пробы из нижней части бюретки после выдержки в течение 20 дней эмульсии, содержащей 50% эмульгированной воды по весу (рис. 4.8г).

В верхней части столба 10% эмульсии находятся более мелкие капли эмульгированной воды, не успевшие седиментировать. После неинтенсивного перемешивания 10% эмульсия имеет практически ту же дисперсность, что и исходная.

Таким образом, микроскопическое исследование позволило подтвердить и расширить данные, полученные при визуальной оценки устойчивости эмульсии и коалесценции и к седиментации.

Исследование устойчивости эмульсий в течении более длительного срока нецелесообразно, т.к. при стоянках более 20 дней, должен быть

законсервирован. Тем не менее, наблюдение за пробами эмульсий в течении более, чем двух месяцев показывает, что выпадение эмульгированной воды не происходит.

4.2 Термодинамическая оценка полученного повышения экономичности

Проведенные экспериментальные исследования, помимо существенного снижения выхода вредных компонентов, показали, что имеет место и значительное повышение топливной экономичности.

С целью теоретического обоснования полученного эффекта в работе выполнен сравнительный термодинамический расчет который показывает, что при работе на ВТЭ повышение эффективного коэффициента полезного действия, по сравнению с работой на топливе на 7,4 %, как показывают результаты расчета, складывается из следующих составляющих:

- тепловой эффект от догорания СО - 9,9 %;
- тепловой эффект от догорания С - 11,6 %;
- уменьшение доли тепла выносимого с ОГ – 63 - 78 %;
- уменьшение доли тепла отданного в поршень и крышку моноблока - 3,4%;
- уменьшение доли тепла отданного в коллектор - 6 %.

Разница между расчетными данными и определенным на основании экспериментальных данных изменением эффективного коэффициента полезного действия не превышает 10%, что является следствием допущения, принятых в расчете.

Оценка относительного изменения эффективного коэффициента полезного действия выполнена для режима номинальной мощности дизеля М416 ($P_e=809$ кВт, $n=1550$ мин⁻¹). В основу расчета заложен экспериментальные данные приведенные в работе [81] (п.п. 5.4, 5.5), показывающие, что при применении ВТЭ имеет место существенное перераспределения составляющих теплового баланса.

4.3 Исследование химических аспектов воздействия вода

Анализ законов тепловыделения при использовании ВТЭ и исследование сравнительного развития струй топлива и ВТЭ дают возможность утверждать, что до начальной стадии сгорания определяющими являются физические факторы: увеличение объема факела, увеличение количества и дисперсности капель ВТЭ, и, как следствие, улучшение процесса смесеобразования, благодаря вовлечению дополнительного количества воздуха. Конкурирующим на этой стадии является процесс снижения температуры за счет затрат на испарение воды.

Учитывая, что во время периода задержки самовоспламенения температуры в зоне реакций относительно малы, ожидать значительного воздействия химических факторов присутствия воды не представляется возможным.

В тоже время, известно [79, 80], что вода принимает активное участие в процессе сгорания.

Учитывая, что создание высокостабильных ВТЭ открывает возможности введения в процесс сгорания водорастворимых присадок, нами были предприняты попытки косвенно определить химические аспекты воздействия воды, путем применения водорастворимых окислителей. В качестве окислителей были использованы:

1. Перекись водорода – H_2O_2 ;
2. Азотнокислый аммоний (аммиачная селитра) – NH_4NO_3 ;
3. Азотнокислый натрий (натриевая селитра) – $NaNO_3$.

Эти вещества находят широкое применение в производстве взрывчатых веществ. В условиях, характерных для цилиндра дизеля, реакций разложения указанных веществ в известной нам литературе приводится, однако известно, что при высоких температурах осуществляется преимущественно свободно-радикальный механизм реакций. Таким образом, в общем случае, при введении указанных веществ, априори известно, что зона реакции дополнительно насыщается радикалами OH , HO_2 , атомарным кислородом и водородом, т.е. продуктами, характерными для реакций диссоциации воды.

В таблице 4.5 приведены результаты испытаний дизеля ИЧН на 18/20 на режиме максимальной мощности $P_e = 74,3$ кВт при $n = 2000$ мин⁻¹. В качестве топлива при испытаниях применялись: топливо ЛО, 2-61 ГОСТ 305-82, ВТЭ на базе этого топлива, стабилизированная эмульгатором «Эдималь» и такая же ВТЭ, перед приготовлением которой в воду были введены окислители.

Приведенные в таблицы данные носят чисто качественный характер, но их анализ показывает, что в части воздействия на протекание процесса сгорания, радикалы окислителей оказывают такое же влияние, как и увеличение содержания воды в ВТЭ. Учитывая, что увеличение массы воды приводит к увеличению количества продуктов ее диссоциации, можно высказать предположение, что применением высококонцентрированных ВТЭ приводит к возрастанию действия химических факторов, наличие которых ведет к сокращению общего времени протекания процесса сгорания.

Полученные результаты открывают широкую возможность улучшения экономических и экологических показателей дизелей, определяемую следующими факторами:

- создание водорастворимых присадок является менее сложной проблемой, чем создание малорастворимых присадок;

- путем применения водорастворимых окислителей можно получить эффекты, сопоставимые с эффектами получаемыми на высококонцентрированных ВТЭ, при значительно меньших концентрациях воды. Указанное обстоятельство позволяет улучшить показатели выпускаемых дизелей без изменения их топливной аппаратуры, что, несомненно, имеет существенные преимущества и позволяет с минимальными затратами обеспечивать работу дизелей в малотоксичном исполнении.

Таблица 4.5 - Изменение параметров дизеля ГЧН 18/20 на режиме максимальной мощности при введении в ВТЭ водорастворимых окислителей

Концентрация воды в ВТЭ, % масс	Тип добавки	Концентрация добавки % масс.	B, г/кВтч	г	[CO], %	Tg, К	P _{max} , МПа
0	-	-	240	4,5	0,16	973	8,7
16	-	-	231	3,0	0,16	943	8,7
15	NH ₄ NO ₃	3,0	223,7	2,4	0,12	923	8,7
15	H ₂ O ₂	2,4	221,7	2,7	0,12	923	8,9
0	-	-	242,4	4,4	0,14	1043	8,9
30	-	-	232,2	2,6	0,12	353	8,7
30	NH ₄ NO ₃	1,6	223,6	2,0	0,1	913	8,7
30	NH ₄ NO ₃	3,03	218,3	1,4	0,1	923	8,7
30	NH ₄ NO ₃	8,0	229,4	1,5	0,09	908	8,8
30	NaO ₂	3,03	232,9	1,1	XX	323	8,9
0	-	-	246	4,7	0,14	Ю50	8,7
40	-	-	221,7	1,8	0,08	903	8,9
40	H ₂ O ₂	5,0	216	1,7	0,07	888	8,8
40	NH ₄ NO ₃	6,0	215,9	1,5	0,06	913	8,5

Примечания: 1. Каждая серия замеров произведена в течение одного дня.

2. xx - в связи с тем, что полосы поглощения некоторых соединений Na близки к полосам поглощения C₀, замер следует производить приборами другого типа.

Полученные эффекты требуют специального, более глубокого изучения и должны являться темой отдельного исследования.

4.4 Сравнительные результаты исследования развития струй топлива и водо-топливной эмульсии

Принятая физическая модель образования окислов азота предполагает необходимость задания распределения топлива и воздуха в зонах.

Если развитие струй топлива достаточно подробно изучено,

то по расчетам струй ВТЭ имеются весьма ограниченные сведения [76], причем по эмульсиям с содержанием воды до 30% до массе.

В связи с указанным, нами было проведено сравнительное исследование развитие факелов при помощи высокоскоростной кино съемки.

На рисунке 4.9 представлена схема исследовательской установки. Схема установки взята из работы [82]. В качестве регистрирующей аппаратуры была использована кинокамера марки "Evercam 1000 – 8 - С". Скорость кино съемки была принята 1000 кадров/сек, с разрешением сенсора 1280 x 860 пикселей с памятью 8 Гб, с форматом сенсора 4/3 дюйма.

Для обеспечения продольного расположения факела в кадре была применена оптическая система из трех зеркал 8. Освещение факела осуществлялось галогенной лампой 6, мощностью 1 кВт через плоскопараллельную матовую пластину 7.

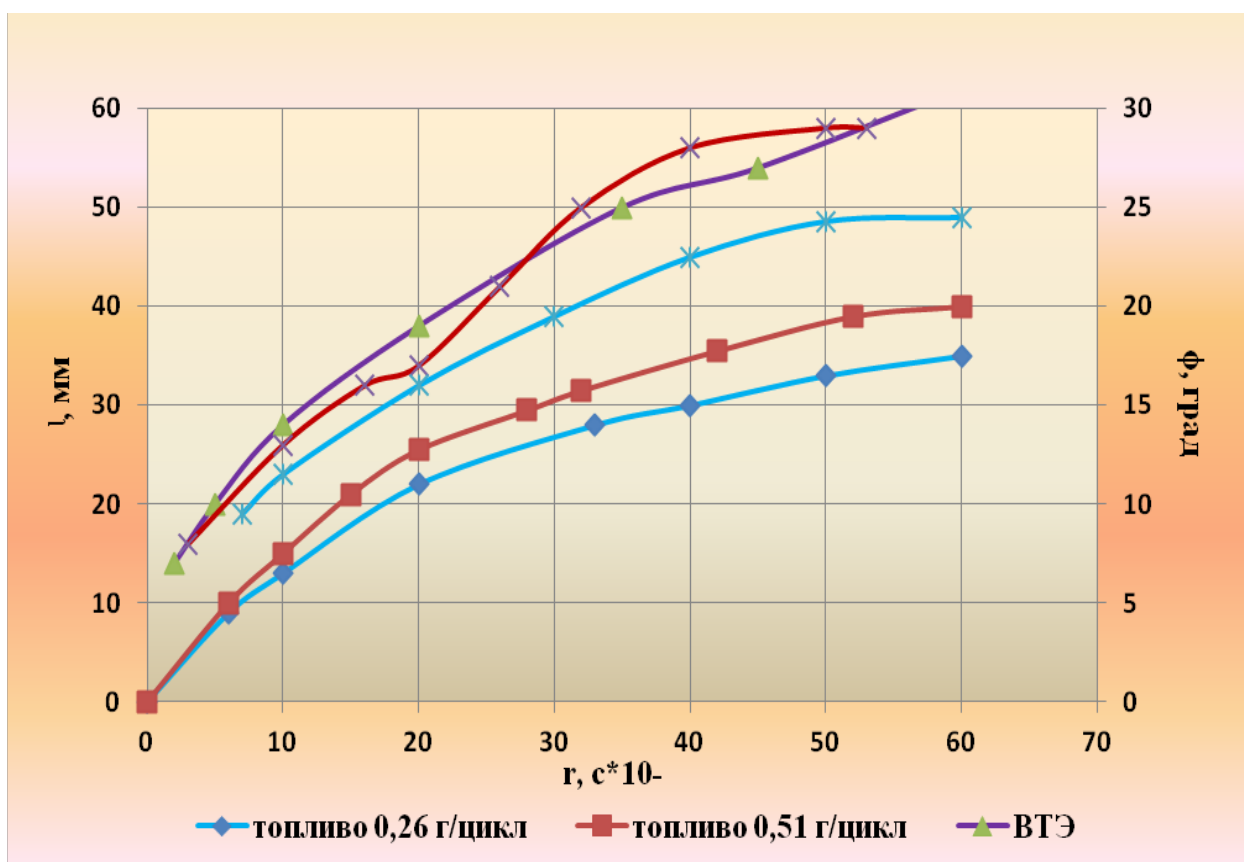


Рисунок 4.9 – Параметры развития факела

При исследованиях использована штатная топливная аппаратура для дизеля ЧН 16/17. В камере (бомбе) создавалось давление воздуха, соответствующее, по плотности, среднему давлению в цилиндре дизеля за время от начала подачи топлива до начала сгорания.

Сравнивались струи соответствующие режиму полной мощности дизеля ($P_T = 59$ кВт и $n = 2000$ мин⁻¹). При этом цикловые подачи топлива задавались в соответствии с фактическими расходами полученными при работе дизеля.

В качестве сравнения был дополнительно исследован распыл струи топлива с циклической подачей равной подаче эмульсии. Приведенные результаты показывают, что по геометрии струи, распыл ВТЭ не отличается от распыла топлива.

Результаты испытаний представлены на рисунке 4.9 и могут рассматриваться, как характеризующие чисто качественную картину протекания процесса.

На основе анализа результатов можно сделать вывод, что объемы, занимаемы струями ВТЭ существенно больше объемов струй топлива.

Указанное несомненно способствует улучшению процесса сгорания и определяет рост первого максимума скорости сгорания.

Выводы по разделу 4

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования использования ВТЭ для улучшения экологических показателей исследуемого класса дизелей, показали, что применение высококонцентрированных водотопливных эмульсий является наиболее радикальным средством для одновременного комплексного улучшения экологических и экономических характеристик.

В результате исследования установлено, что для каждого нагрузочного режима имеет место оптимальное соотношение воды и топлива в ВТЭ.

Исследование различных образцов эмульгаторов позволило установить, что вид эмульгатора не оказывает влияние на получаемый эффект. Выбран и исследован наиболее эффективный эмульгатор на базе сукцинимида и оксиэтилированных алкилфенолов.

Сравнительные испытания, проведенные с применением прямых и обратных эмульсий позволили установить, что эффект «микровзрыва» капли эмульсии отсутствуют, или играет минимальное значение.

Можно предположить, что улучшение протекания рабочего процесса связано, в основном, с улучшением распыливания топлива из-за увеличения объема факела и количества капель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный обзор и анализ технологий паротеплового воздействия на пласты с высоковязкой нефтью показал, что наиболее экономически эффективным теплоносителем является пар с применением метода парогравитационного воздействия на продуктивный пласт (SAGD).

Для закачки пара в нефтегазовой отрасли широко применяются передвижные парогенераторные установки (ППУ), характеризующиеся высокой производительностью и давлением пара, но при этом наблюдается повышенный расход топлива и загрязнение окружающей среды отходами от работы ППУ. Перспективным направлением исследований является применение водо-топливных эмульсий (ВТЭ) для снижения стоимости 1 кг пара вырабатываемого ППУ.

Анализ опыта применения и способов приготовления водо-топливных эмульсий показал, что их применение в нефтяной промышленности даст целый ряд существенных преимуществ, причем требования к стабильности эмульсий при их использовании в ППУ ниже чем в ДВС. До настоящего времени ВТЭ для работы парогенераторных установок не применялись.

Применения ВТЭ в нефтяной отрасли позволит достичь следующих преимуществ: - существенной экономии топлива и снижение затрат на его транспортировку до месторождения; - повышение энергоэффективности установок; - снижение токсичных выбросов; - снижение нагорообразования на жаровых стенках котлов.

Существующие парогенераторные установки и особенно передвижные могут быть модернизированы для работы с ВТЭ. Техническим решением перевода ППУ на работу с ВТЭ является включение в систему подготовки пара диспергатора, обеспечивающего заданный состав ВТЭ. В качестве диспергатора предложено включить в систему роторно-пульсационный аппарат волнового типа, использующий сразу четыре метода физического воздействия на жидкости - интенсивная турбулизация, кавитационное воздействие, гидроудары высокой амплитуды прямого типа, а также трибостатический эффект. Проведенные расчеты показывают работоспособность и ожидаемую эффективность работы такой системы.

Исследования направленные на установление пропорционального состава ВТЭ и присадок обеспечивающих повышение эффективности работы ППУ на ВТЭ являются необходимыми и своевременными. Полученные результаты исследований влияния эмульгаторов на устойчивость ВТЭ имеют практический интерес и могут быть использованы при переводе ППУ на работу с ВТЭ.

Установлено что, улучшение протекания рабочего процесса с применением ВТЭ связано, в основном, с улучшением распыливания топлива из-за увеличения объема факела и количества капель.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Т.Н.Наср. Научный совет провинции Альберта «Добыча Тяжелой Нефти в России: Использование опыта канадских компаний». 7-ая Северно-Каспийская выставка «Нефть и газ». 9-11.04.2008. г. Атырау, Казахстан.
2. Евразийский энергетически форум. Технология добычи «тяжелой» нефти. Conoco Phillips. 05.09.2008 г
3. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недра, 1995. 314 с.
4. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 424с.
5. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс]/ ГК Петрос [Офиц. сайт]. URL: <http://petros.ru/worldmarketoi1/?action=show&id=267>.
6. www.slb.com/oilfield. Schlumberger. Оптимизация разработки месторождения тяжелой нефти. 2006 г.
7. М.Пшеницын, ОАО «Удмуртнефть». «Метод парогравитационного дренажа (SAGD)». XVIII Международная специализированная выставка газовой промышленности РосГазЭссо 7-10.10.2014г. г.Санк-Петербург, Россия.
8. Заурбеков К.С. Возможности применения метода SAGD для месторождений высоковязких нефтей и природного битума Казахстана. Труды Международных Сатпаевских чтений «Научное наследие Шахмардана Есенова» 12-14.04.2017г., КазНИТУ им.К.И.Сатпаева, г.Алматы, Казахстан.
9. Патент RU №2379495
10. Баширов В.В., Карпов В.П., Федоров К.М. Парогазотермическая обработка призабойной зоны и пласта в целом.//Итоги науки и техники.
11. Боксерман А.А., Раковский Н.Л., Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара. //Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВИНТИ, Т. 7, 1975. с. 3-93.
12. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. М.: Недра, 1988. 313 с.
13. Дошер Т.М., Хассеми Фархад. Влияние вязкости нефти и толщины продуктивного пласта на эффективность паротеплового воздействия.// Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ.- 1984. с. 3-44.
14. Зазовский А.Ф., О неизотермическом вытеснении нефти водой из нетеплоизолированных пластов.//Изв. АН СССР, МЖГ, №5, 1983. с. 23-44. Зазовский А.Ф., Федоров К.М. О вытеснении нефти паром. М.: Препринт ИПМ АН СССР, №267, 1986. 82 с.

15. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: Нефть и газ, 1996. 154 с.
16. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. М.: Недра, 1983. -222 с.
17. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя.//Труды Уфимского нефтяного института, вып. 2. Уфа: Изд. УфНИ 1958. 97 с.
18. Заурбеков К.С., Логвиненко А. Обзор и анализ паро-гравитационного метода воздействия на пласты высоковязких нефтей. Труды Международных Сатпаевских чтений «Научное наследие Шахмардана Есенова» 12-14.04.2017г., КазНИТУ им.К.И.Сатпаева, г.Алматы, Казахстан.
19. Передвижные паровые установки в нефтяной промышленности. Справочник под ред. Каманина С.В.- М.: Недра, 2002, 420с.
20. Ложкин В.Н., Пименов Ю.А., Сафиуллин Р.Н., Акодес А.А. Улучшение экологических показателей автомобильных дизелей путем применения водотопливных эмульсий / Информационный бюллетень №2 (32): «Вопросы охраны атмосферы от загрязнения», НПК «Атмосфера» при ГГО им. А. И. Воейкова, СПб., 2005. – С. 67-76.
21. Промтов М.А. Водотопливные эмульсии (ВТЭ). Тамбовского государственного технического университета. Россия.
22. Федорова У.Д., Лебедева Е.А. Применение методики расчета процессов горения по обобщенным теплотехническим характеристикам к водомазутным эмульсиям //Международный студенческий научный вестник. – 2014. – № 4.
23. Гридин С.В., Хохлова А.Л. Оценка эколого-экономического эффекта от использования в качестве топлива водомазутной эмульсии, приготовленной из мазутосодержащих отходов // Пром. теплотехника. 2010, Т. 32, No3. – С. 59-63.
24. Курников А. С., Панов В. С. Повышение показателей качества водотопливных эмульсий // Журнал Университета водных коммуникаций. 2011, вып. 4. – С. 30-33.
25. Пигарев Е.С. Улучшение характеристик водомазутной эмульсии для судовых двигателей / Е.С. Пигарев, М.А. Промтов, Ю.Н. Киташов, С.Е. Пигарев // Технология нефти и газа. 2014. No4. – С. 25-28.
26. Промтов М.А. Пульсационные аппараты роторного типа: теория и практика. Монография. – М.: Машиностроение -1, 2001. – 260 с.
27. Лебедев О.Н. Некоторые особенности горения капель водотопливной эмульсии в дизелях // Физика горения и взрыва. –1978. –№2. – С.142–145.
28. Лебедев О.Н., Сомов В.А., Сисин В.Д. Водотопливные эмульсии в судовых дизелях. Л.: Судостроение, 1988. – 105 с.
29. Мырзахметов Е.Б. Энергоресурсосберегающая техника и технология транспортировки вязких нефтей и нефтепродуктов. – Алматы, 2013г.- 128с.

30. Ахметов Л.А., Родин Г.А. Сжигание обводненных топлив в котельных установках // Тр. КазНИИЭ. - Алма-Ата, 1988. - Вып. 47. - С. 34-41.
31. Семенов Г.Л. Исследование процессов сжигания обводненных топлив: дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. - М.: Фонды АлГТУ, 1991.- 145 с.
32. Заурбеков К.С., Майкенов Е.Б. Перспективы применения водотопливных эмульсий для генерации пара при паротепловой обработке скважин. Труды Сатпаевских чтений «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии» 12-14.04.2018г., КазНИТУ им.К.И.Сатпаева, г.Алматы, Казахстан.
33. Резников М.И. - Парогенераторные установки электростанций. Изд. Энергия, 1974.
34. Нефтепромысловое оборудование. Комплект Каталогов. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., Саруев Л.А. и др.- Томск: Изд. ТПУ, 1997.-822 С.
35. Андреев В.В., Габдрахманов Н.Х., Далимов В.У. и др. Передвижные паровые установки в нефтяной промышленности. Справочник под ред. Каманина С.В. - М.: Недра, 2002, 420с.
36. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник. - М.: Недра, 1984, 467 с.
37. Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. Учебное пособие - М.: Недра, 1983, 378 с.
38. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – М.: Инфра-Инженерия, 2010, - 232 с.
39. Патент 2335705 от 10.10.2008г. Система подготовки жидкого топлива Браво-ВД.
40. Руководство по эксплуатации К35.00.00.000 РЭ «Установка промышленная паровая передвижная ППУА-1600/100. ОАО Нальчинский машиностроительный завод. 2004г.
41. Сидельников В.И. Моделирование работы источника тепловой энергии. Изв. вузов, Северо-Кавказский регион, Техн. науки, 2003, №1.
42. Липов Ю.М. Компоновка и тепловой расчет парового котла: Учебное пособие для вузов. / Ю. Ф. Самойлов, Т. В. Виленский. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 208с., ил.
43. Фурсов И. Д. Конструирование и тепловой расчет паровых котлов: Учеб. пособие для студентов вузов. Издание второе, переработанное и дополненное / Коновалов В. В. Алтайский государственный технический университет им. И.И.Ползунова/. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2001. – 191 с., ил.
44. Кисельгоф М. Л. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов: (Нормативные материалы). / Соколов Н. В. – Л.,1971.-310с.
45. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод / Издание 3-е, переработанное и дополненное – СПб: Издательство НПО ЦКТИ, 1998г. – 257 с., с ил.

46. Лебедев И.К. Гидродинамика паровых котлов: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 240 с., ил.
47. О.М.Балдина. Гидравлический расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. / В.А.Локшин. – М.: Энергия, 1978. – 256 с., ил.
48. Нащокин В.В. и др. Техническая термодинамика и теплопередача.- М.: Энергия, 1992, 375 с.
49. Лебедев О.Н., Сисин В.Д. Исследование некоторых особенностей движения струи распыленной эмульсии. Тр.НИИВТ, вып.100, 1975, с. 3-7.
50. Лебедев О.Н. Некоторые особенности горения капель водотопливных эмульсий. Физика горения и взрыва,1998, №14, с. 142-145.
51. Головин С.В., Седин С.П. Теория гомогенизации несмешивающихся жидкостей.-М.: Химия, 2002, 540 с.
52. Ребров Г.П. Водно-мазутные эмульсии в теплоэнергетике.- М.: Энергия, 2008, 230 с.
53. Ахметов Л.А., Родин Г.А. Сжигание обводненных топлив в котельных установках. Тр. КазНИИЭ, вып.47, 1988, с.34-41.
54. Onishi Masayuki, Hohaski Hirokasu. Сгорание эмульгированных топлив. Rev. Mar. Techn. Coll., 1994, №27.
55. Шерман Ф. Эмульсии. -М.: Химия, 1972, 448 с.
57. Любанский Б.П. Разработка систем подготовки водотопливных эмульсий. Научные труды ЦНИДИ.-Л.: 1984, с. 122-128.
58. Поверхностно-активные вещества. Справочник под ред. А.А.Абрамзона и Г.М. Гаевой.- М.: Химия, 1979, 365с.
59. Беденко В.Г., Чернин В.Н., Чистяков В.Б. Методики оценки стабильности водо-топливных эмульсий. БУ ВИГИТИ. Деп., 1989, №12,с. 99.
60. Семенов Г.Л. Исследование процессов сжигания обводненных топлив. – Дис. канд. техн. наук.- М.: Фонды АлГТУ, 1991.- 145с.
61. Заурбеков К.С. Возможность применения водотопливных эмульсий для парогенераторных установок. Труды Сатпаевских чтений «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК» 12-14.04.2019г., КазНИТУ им.К.И.Сатпаева, г.Алматы, Казахстан
62. ГОСТ 24028-80. Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Дымность отработанных газов. Нормы и методы определения. М., 1981г., с. 13;
63. Болотов А.К., Лиханов В.А., Попов В.М., Сайкин А.М. Опыт снижения токсичности отработавших газов дизелей за счет подачи воды. Дивегателестроение,1982, №7, с. 48-50;
64. Ценев В.А. Внутреннее охлаждение двухтактного дизеля посредством впрыска воды, 1968 г., с. 80-88;
65. Робустов В.В., Запевалов П.П. исследование работы тракторного дизеля на водозэмульгированном топливе. Научные труды Омского сельскохозяйственного института, 1972, с. 143-146;

66. Лерман Е.Ю., Гладков О.А., и др. Опыт использования дезинтеграторов для обработки топлив и получения водотопливных эмульсий для двигателей внутреннего сгорания, 1983, с. 90-97;
67. Хинт И.А. Основы производства силикальцитных изделий, 1962, с.601;
68. Энцман К., Хинт И.А. Активирование маслородяной эмульсии в установке УДА. В об. УДА – универсальная дезинтеграторная активизация, Валгус, Таллин, 1980, с. 82-86;
69. Любанский Б.П. Разработка систем подготовки водотопливных эмульсий. Научные труды ЦНИДИ. Технический уровень двигателей внутреннего сгорания, 1984, с. 177-180;
70. Шехтер Ю.Н. Маслорастворимые поверхностно-активные вещества, Химия, 1978, с. 302;
71. Поверхностно-активные вещества. Справочник под редакцией А.А.Абрамзона и Г.М. Гаевой, Химия, 1979, с. 375;
72. Беденко В.Г., Чернин В.Н., Чистяков В.Б. Методики оценки стабильности водо-топливных эмульсий, 1981, № 12, с. 99;
73. Градус Л.Я. Микроскопический анализ. Руководство по дисперсионному анализу методом микроскопии, М., «Химия», 1979, с. 232;
74. Отчет по теме «Разработка стабилизаторов и методов исследования эмульсий для топлив», № гос. Регистрации 80067481, 1981;
75. Сергеев Л.В. Исследование работы дизеля на водо-топливных эмульсиях, Автореферат, СПИ, Саратов, 1965, с.23;
76. Лебедев О.Н. Методы улучшения смесеобразования в судовых четырехтактных дизелях, Новосибирск, 1973, с.99;
77. Лебедев О.Н., Сисин В.Д. Исследование некоторых особенностей движения струи распыленной эмульсии, 1975, с. 3-7;
78. Нефтепродукты. Методы определения плотности. ГОСТ 3900-47, 1967, с. 21;
79. Беденко В.Г. и др. Седиментация и структура флокулированных обратных эмульсий, 1983, с. 307- 312;
80. Чудаков Е.А. Основные проблемы сгорания топлива в автотранспортных двигателях, труды научно-технической конференции, 1949, с. 25-50;
81. Сомов В.А., Ишук Ю.Г. Судовые многотопливные двигатели, Судостроение, 1984, с. 240.
82. Лерман Е.Ю. Снижение токсичности и вредных выбросов легких быстроходных четырехтактных дизелей. Дисс. на соиск. степ. канд. техн. наук, -Л: 1985.