

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

Институт нефти и газа  
«Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Красноярск 2016

Студенту Пушкину Роману Сергеевичу

Группа НБ12-02 Направление 151000.62

Проектирование технических и технологических комплексов

Тема выпускной квалификационной работы Разработка аппарата для обессоливания нефти методом электродиализации

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_  
Руководитель ВКР Соловьёв Е.А. доцент кафедры “Технологические машины и оборудование” института Нефти и Газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР В работе рассматривается технологическая установка, предназначенная для обессоливания нефти методом электродиализации в процессе нефтеподготовки. Требуемая степень очистки 99,9%

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР) Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы. Раздел 1. Литературный обзор. Патентный обзор на основе аналогичной установки. Обзор сырой нефти. Обзор растворов, применяемых в работе установки. Мероприятия по эффективному использованию ресурсов. Заключение литературного обзора и постановка задач. Раздел 2. Конструкторско-технологический раздел. Расчет основных параметров. Разработка по обслуживанию и эксплуатации установки. Разработка технологической схемы (подготовка сырья, описание узлов). Разработка конструкции (требования для обеспечения производства). Расчет геометрических характеристик. Раздел 3. Мероприятия по эксплуатации и ремонту при аварии. Заключение.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов: Технологическая схема с описанием принципа работы установки, чертеж общего вида аппарата для обессоливания, презентация

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

фамилия

подпись

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## Реферат

Выпуск-  
ная квалификационная работа по теме «Разработка аппарата для обессоливания нефти методом электродигидрации» содержит 63 страницы текстового документа, 8 рисунков, 3 приложения, 8 таблиц, 21 использованных источников, 2 листа графического материала.

Цель работы: проанализировать существующие методы обессоливания нефти от газа и технологические установки, выбрать и рассчитать технологическую установку для экстракции нефти от газа.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- 1) анализ методов обессоливания
- 2) анализ существующего оборудования для обессоливания нефти от газа
- 3) подбор ЭЛОУ
- 4) расчет основных параметров электродегидратора
- 5) разработка требований по безопасности и техническому обслуживанию технологической установки

## Содержание

Введение	
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	
1.1 Способы обессоливания нефти	8
1.1.1 Механические методы	9
1.1.2 Физико-химические	11
1.1.3 Электрические	14
1.2 Свойства сырой нефти	16
1.3 Схема технологического процесса обессоливания нефти	19
1.4 Особенности конструкций аппаратов для обессоливания нефти	20
1.5 Факторы влияющие на эффективность работы аппаратов для обессоливания нефти	26
1.6 Заключение к литературному обзору	30
2 КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	
2.1 Выбор вспомогательного оборудования	31
2.1.1 Колонны	31
2.1.2 Теплообменные аппараты	32
2.1.3 Печи	33
2.2 Расчет основных параметров аппарата для обессоливания нефти	34
2.2.1 Материальный баланс	34
2.2.2 Выбор конструкции колонны, числа и типы тарелок	37
2.2.3 Расчет диаметра основной колонны	38
3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ	46
3.1 Система планово-предупредительных ремонтов	46
3.2 Мероприятия по ТО и ремонту ЭЛОУ	48
Список использованных источников	54
Приложение А Отчет о патентных исследованиях	56
Приложение Б Графические материалы	67

## **Введение**

Пер-

вый российский нефтеперерабатывающий завод был основан в 1745 году на реке Ухта. Завод производил осветительный керосин и смазочные масла.

В нефтяной, газовой и нефтехимической отраслях промышленности все процессы, связаны с первичной переработкой нефти. Сырую нефть из скважины практически не используют в чистом виде. Нефть сначала отправляется на нефтеперерабатывающий завод ( НПЗ ), где преобразуется в необходимые человеку продукты. Именно сюда сырье доставляется по трубопроводам, железной дороге или морскими танкерами, чтобы после переработки получить бензин, авиационный керосин, мазут, дизельное топливо, смазочные масла, парафин и сырье для нефтехимических производств.

Сначала

нефть поступает в резервуары НПЗ. Затем из нее удаляют механические примеси и растворенные газы, отчищают от лишней соли и воды на электрообессоливающих установках ( ЭЛОУ ) на той же стадии определяют и свойства сырья.

Казалось бы, при текущем уровне научно-технического прогресса можно без труда определить химический состав сырой нефти. Но проблема в том, что распознать сотни и сотни химических соединений в условиях заводской лаборатории - задача исключительно сложная. Поэтому нефть делят на фракции в зависимости от температу-

ры кипения и плотности. В лаборатории проводят «тренировочную» перегонку, что-бы узнать какое количество бензина, керосина, смазочных масел, парафина и мазута можно получить из поступившей на завод нефти. (Нефти сильно различаются по химическому составу, поэтому приступают к промышленной перегонке. Этот процесс происходит в ректификационной колонне-специальный аппарат для разделения нефти на фракции).

Процесс переработки нефти приводит к выбросу в атмосферу разнообразных химических соединений, сопровождается шумом и тяжелыми запахами а также может привести к возгоранию и взрывам. Поэтому весьма строгие требования сегодня предъявляются и к размещению НПЗ. В соответствии с современными экологическими стандартами, завод должен располагаться на разумном расстоянии от жилых кварталов и вблизи от транспортных артерий, по которым доставляют сырье и забирают продукцию. Поскольку на многих НПЗ требуется большое количество пара и охлаждающей воды, важно, чтобы рядом был водоем река, а лучше море. Не редко заводы располагаются рядом с портами для облегчения транспортировки конечных нефтепродуктов при помощи морского транспорта.

Целью данной работы является обзор технологического оборудования для обессоливания нефти методом электродегидрации. Основными задачами выпускной работы являются изучение технологий обессоливания нефти и выбор оптимального оборудования.

# **1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР**

## **1.1 Способы обессоливания нефти**

Для деэмульсации и обессоливания нефти применяется большое количество различных методов. Одной из основных причин обилия методов считается разнообразие качеств эмульсий. Одни из них например легко поддаются отстою, другие – не отстаиваются совершенно, но разлагаются химическими методами, третьи- электрогидратацией и т.

Вторым обстоятельством нередко определяющим выбор метода деэмульсации, оказываются местные условия на заводах и промыслах.

При наличии на заводе какого-либо отхода производства, способного в большей или меньшей степени разбивать эмульсию, он нередко используется для деэмульсации, даже если и дает мало удовлетворяющие результаты. Наоборот, от примен

ения деэмульгаторов хотя и высокоэффективных, но требующих дальнего пере-  
во-

за, часто отказываются, вследствие необеспеченности нормального снабжения ими. При отсутствии на заводе или промысле пресной воды приходится отказываться от применения методов обессоливания, требующих промывки водой.

Для достижения обессоливания, при достаточно высокой минерализации эмульсионной воды, необходимо удаление ее по крайней мере до 0.1 %

Положе-  
ние еще больше осложняется, когда в нефти имеются «сухие» соли совершенно не удаляемые обычными методами. Поэтому в таких случаях для собственно обессоливания приходится прибегать к дополнительной операции промывание нефти водой. С этой целью, предварительно деэмульгированная тем или иным способом нефть вновь эмульгируется с пресной водой, и полученная эмульсия подвергается повторному разложению обычно тем же методом.

Наличие значительного количества и разнообразия методов деэмульсации нефти крайне осложняет и затрудняет выявление наиболее рациональных из них.

Все существующие методы деэмульсации могут быть распределены на три основные группы:

1. Механические методы.
2. Физико-химические методы.
3. Электрические методы.

### **1.1.1 Механические методы**

К этой группе относятся способы разложения эмульсий естественным путем или же с применением таких мероприятий, которые способствовали бы механическому разрушению защитных пленок.



Водонефтяные эмульсии являются весьма стойкими системами, и, как правило, под действием одной только силы тяжести не расслаиваются. Для их разрушения требуются определенные условия, способствующие столкновению и слиянию диспергированных в нефти капелек воды, и выделению последних из нефтяной среды. Как сближение капелек воды, предшествующие их слиянию, так и выделению капелек из эмульсий связано с их перемещением в нефтяной среде, обладающий определенной вязкостью и тормозящей это перемещение.

Чем благоприятнее условия для неразвития капелек, тем легче разрушаются эмульсии. Поэтому рассмотрим факторы от которых зависит скорость движения взвешенной нефти капельки воды.

Оказавшей под воздействием определенной силы, капля сначала движется ускоренно, так как действующая на нее сила превышает тормозящую силу трения. По мере повышения скорости движения сила трения все больше увеличивается, и при определенной скорости обе силы уравниваются: движение капли уравнивается. Принимая в первом приближении что капля имеет сферическую форму, воспользуемся известной формулой Стокса. Согласно этой формуле, установившаяся под действием силы  $F$  и вязкости жидкой среды  $\eta$  равномерная скорость движения  $U$  сферической капли радиусом  $r$  равна:

$$U = F / 6\pi\eta r \quad (1)$$

В частности, скорость оседания в нефти сферической капли воды под действием силы тяжести с учетом Архимедовой потери в массе составляет:

$$U = \frac{4}{3} r^3 (\rho - d) g / 6\pi\eta r = \frac{2}{9} r^2 (\rho - d) g / \eta \quad (2)$$

Где  $\frac{4}{3} r^3$  - объем капли;  $\rho$   $d$  соответственно плотность воды и нефти;  $g$  ускорение свободного падения.

Из формулы(2) видно, что скорость оседания капель воды в нефтяной среде прямо пропорциональна квадрату их радиуса, разности плотностей воды и нефти, ускорению силы тяжести и обратно пропорционально вязкости нефти. Следовательно, если размеры капель и разность плотностей воды и нефти незначительны, а вязность нефти высокая, то скорость выпадения капель весьма низкая, и практически эмульсия не расслаивается даже в течении длительного времени. Наоборот, при большом размере капель, значительной разности плотностей и низкой вязности расслоение эмульсии идет очень быстро.

Поэтому для ускорения процесса разрушения эмульсий наряду с отстоем одновременно подвергают и другим мерам воздействия, направленным на укрупнение капель воды. Основными мерами являются: подогрев эмульсии(термообработка); введение в нее деэмульгатора (химическая обработка); применение электрического поля (электрообработка)..

Существуют и другие меры воздействия на эмульсию, например перемешивание, вибрация, обработка ультразвуком, фильтрация, способствующие в основном укрупнению капелек воды.

В некоторых случаях для интенсификации расслоения особо стойких высокодисперсных эмульсий прибегают к использованию более эффективных центробежных сил, превосходящих гравитационные силы в десятки тысяч раз. Для этого эмульсию подвергают обработке в центрифугах или сепараторах. Несмотря на высокую разделяющую способность, этот способ для деэмульгирования нефти применяют лишь иногда - при обезвоживании флотского мазута, масел и другие. Основными причинами ограниченного применения центрифугирования является низкая производительность сепараторов и значительные сложности их эксплуатации.

Для разрушения эмульсии в процессах обезвоживания и обессоливания нефти широкое применение, совместно с отстоем, нашли перечисленные выше первые четыре меры воздействия на эмульсию : подогрев, добавка деэмульгатора, электрообработка, перемешивание. При этом обычно применяют одновременно несколько мер воздействия. Такое комбинированное сочетание ряда факторов воздействия на эмульсию обеспечивает быстрое и эффективное ее расслоение. Так, при обезвоживании нефти на промыслах методом так называемого «трубного деэмульгирования» используют в присутствии деэмульгатора гидродинамические эффекты, возникающие при турбулентном движении эмульсионной нефти по трубопроводам, успешно сочетая их с отстоем в трубопроводах, с ламинарным движением жидкости.

### **1.1.2 Физико-химические методы.**

К этой группе относится применение различного рода регентов-деэмульгаторов, влияющих тем или иным путем на защитные пленки эмульсии или на частицы воды. Благоприятное влияние некоторых деэмульгаторов на разложение эмульсий настолько эффективно, что многие из них находят широкое применение для деэмульгации и обессоливания нефтей в промышленных условиях.

Такое широкое применение деэмульгаторов обуславливается целым рядом преимуществ их перед другими методами. Одним из основных преимуществ является простота применения деэмульгаторов. Для некоторых, особенно эффективных препаратов все необходимое оборудование установок ограничивается бачком для хранения и дозировки деэмульгатора и насосом

для подкачки его в эмульсию. Наряду с этим достигается хорошее обезвоживание и обессоливание нефти, даже без применения промывки водой.

Старение нефтяных эмульсий имеет большое практическое значение для подготовки нефти и переработке, так как свежие эмульсии разрушаются значительно легче и при меньших затратах, чем после старения.

Для снижения или прекращения процесса старения эмульсии, необходимо как можно быстрее смешать свежеполученные эмульсии с эффективным деэмульгатором, если невозможно предупредить их образование, например подачей деэмульгатора в скважину. Деэмульгатор – вещество с высокой поверхностной активностью, адсорбируясь, на поверхности глобулы воды, он не только способствует разрушению гелеобразного слоя, но и препятствует дальнейшему его упрочнению. Поэтому процесс старения высокодисперсной эмульсии, оставшейся в нефти после обезвоживания в присутствии деэмульгатора, должен значительно замедлиться или полностью прекратиться.

Это имеет большое значение для дальнейшего полного удаления солей из нефти. Исходя из многочисленного промышленного опыта, можно заключить, что нефть с небольшим содержанием воды в виде высокодисперсной эмульсии, прошедшей стадию старения, почти невозможно полностью обессолить существующими способами. Та же нефть, подвергнутая на нефтепромысле глубокому обезвоживанию и обессоливанию с применением деэмульгатора до остаточного содержания солей 40-50 мг/л, легко практически полностью обессоливается на электрообессоливающих установках НПЗ.

При способе термохимической деэмульгации факторами, обеспечивающими приемлемые для нефтепромыслов время и качество отстоя эмульсии являются небольшой подогрев нефти до 30-60 градусов и подаче деэмульгатора. В качестве деэмульгаторов используются, в основном, неионогенные, катионные и анионные поверхностно-активные вещества.

В настоящее время за границей и у нас наибольшее применение

нашли неогенные высокоэффективные деэмульгаторы. Расход деэмульгатора для подготовки нефти на промыслах и НПЗ колеблется от 20 до 100 г/т в зависимости от состава нефти и устойчивости образующейся эмульсии воды в нефти.

Современные эффективные неогенные деэмульгаторы по своей химической природе в большинстве случаев представляют собой полиглинолевые эфиры или блоксополимеры Оксид этилена, пропилена, бутилена на основе этилендиамина, пропиленгликоля и других соединений с молекулярной массой 2500-6000 многие деэмульгаторы представляют собой низкозастывающее вещество, поэтому выпускаются в виде растворов в органических растворителях или в водометанольной смеси. Большинство деэмульгаторов хорошо растворимы в воде, некоторые же образуют с водой эмульсию обратного типа и растворимы в нефти в водном растворе неогенные деэмульгаторы имеют слабо щелочную или нейтральную реакцию, не реагируют с солями, кислотами и слабыми щелочами.

Нагревание деэмульгаторов до 200 градусов и охлаждение не оказывают существенного влияния на их деэмульгирующие свойства. Применяются неогенные деэмульгаторы в большинстве случаев в виде 1-2% водного раствора или без растворителя расход деэмульгатора для обессоливания нефти различных месторождений на ЭЛОУ устанавливаются опытным путем и составляют от 10 до 30 г/т.

Применяемые в настоящее время неогенные деэмульгаторы типа диссоливано по деэмульгирующей способности универсальны и пригодны для всех типов нефти.

Деэмульгаторы ОЖК, проксонол, проксомин для удобства применения должны выпускаться в виде 50-65% растворов в смеси метанола с водой, как и

многие импортные диэмульгаторы, например диссольван-4411. Дипроксомин 157- жидкое вещество с температурой остывания – 38градусов поэтому может применяться без растворителя.

Импортные дионогенные диэмульгаторы, такие как диссольван, сепарол, оксайд прогелит и др., являются блоксополимерами окисей алькилепов и близки по своему составу. К этому же классу соединений относятся отечественные диэмульгаторы проксинолы, проксоми и дипроксоми. Все они: как импортные, так и отечественные-обладают высокой диэмульгирующей способностью, но являются поверхностно-активными биологическими жесткими веществами, т.е. эти вещества биологически не разлагаются или очень трудно разлагаются.

В следствии того, что все МПЗ вынуждены сбрасывать в сточные воды ЭЛОУ В реки и водоемы, т.к. из-за солености они не могут быть смешаны с оборотной водой Биологическая разлагаемость веществ, попадающих в сточные воды, приобретает весьма серьезное значение в свете все возрастающих требований к частоте сбрасываемых сточных вод. Поэтому в перспективе, очевидно, необходимо будет к диэмульгаторам, применяемым на ЭЛОУ МПЗ, предъявлять требования по биологической разлагаемости.

Из всех применяемых в настоящее время диэмульгаторов только ОЖК частично удовлетворяет этим требованиям.

### **1.1.3 Электрические методы ЭЛОУ.**

Разложение эмульсий электрическими методами, ввиду сравнительной простоты необходимых для этой цели установок, применимости для большинства эмульсий и достаточной надежности в работе, получило широкое распространение.

Электрический способ разрушения эмульсий типа В/Н применяют на

нефте перерабатывающих заводах при обессоливании нефти на ЭЛОУ, а также при очистки нефтепродуктов от водных растворов щелочей и кислот (электрофайнинг).

В обоих случаях используют электрическое поле высокой напряженности. Однако есть существенное различие между способами, тогда взвешанные частицы воды сливаются в более крупные которые под действием силы тяжести осаждаются вниз. Отстоявшаяся вода с растворенными в ней солями выводится из нижней части электродегидратора, обезвоженная нефть из верхней части. Для достижения минимального содержания.

Остаточных солей в обессоленной нефти (не более 3 мг/л) нефть промывают несколько раз на ЭЛОУ, состоящих из 2-3 последовательных соединенных ступеней электродегидраторов. При выборе оптимальных параметров технологического режима обессоливание нефти следует учитывать влияние каждого из них на эффективность процесса. Основными технологическими параметрами процесса являются: температура, давление, удельная производительность дегидратов, расход диэмульгатора (а в некоторых случаях и щелочи),

Расход промывной воды и степень ее смешения с нефтью, напряженность электрического поля в электродегидраторах. Важным технологическим фактором является число ступеней обессоливания.

Одним из важнейших параметров процесса обессоливания является температура. Применяемый на ЭЛОУ подогрев нефти позволяет уменьшить ее вязкость, что существенно повышает подвижность капелек воды в нефтяной

среде и ускоряет их смещение и сегментацию. Кроме того, с подогревом нефти увеличивается растворимость в ней гидрофобных пленок, обволакивающих капелек воды вследствие этого смещается их механическая прочность, что не только облегчает консистенцию капель воды, но приводит так же к снижению требованию расходу деэмульгатора вместе с тем подогрев нефти на ЭЛОУ сопряжен с серьезными недостатками. С повышением температуры обессоливания сильно увеличивается электропроводность нефти и соответственно, повышается расход электроэнергии, значительно усложняются условия работы проходных и подвесных изоляторов. Поэтому подогрев разных нефтей на ЭЛОУ. Проводят в широком интервале температур 60 150 градусов, выбирая для каждой нефти В зависимости от ее свойств оптимальное значение обеспечивающее минимальные затраты на ее обессоление.

В связи с этим интересно рассмотреть как изменяется устойчивость водонефтяных эмульсий с температурой. Принимая за меру устойчивости эмульсии количество деэмульгатора, необходимого для ее полного разрушения, можно условно определить устойчивость эмульсии при данной температуре по требуемому при этой температуре расходу деэмульгатора.

## **1.2 Физико-химические свойства сырой нефти**

В соответствии со стандартом Р 51858-2002 приняты два определения нефти:

Сырая нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит, воду, минеральные соли, растворенный газ и служит для производства жидких энергоносителей, смазочных масел, битума и кокса.



Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов.

К основным характеристикам нефти и нефтепродуктов относятся:

- 1) плотность;
- 2) удельный вес;
- 3) вязкость;
- 4) температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения;
- 5) температуры застывания, помутнения и начала кристаллизации;

### **Плотность нефти и нефтепродуктов**

Поскольку основу нефти составляют углеводороды, то ее плотность обычно меньше единицы. Плотности нефтепродуктов существенно зависят от фракционного состава и изменяются в следующих пределах: нефть (плотность 0.800-0.950 г/см<sup>3</sup>), бензин (плотность 0.710-0.750 г/см<sup>3</sup>), керосин (плотность 0.750-0.780 г/см<sup>3</sup>), дизельное топливо (пл. 0.800-0.850 г/см<sup>3</sup>), масляные погоны (пл. 0.910-0.980 г/см<sup>3</sup>), мазут (плотность ~ 0.950 г/см<sup>3</sup>), гудрон (плотность 0.990-1.0 г/см<sup>3</sup>), смолы (плотность > 1.0 г/см<sup>3</sup>). Плотность нефти и нефтепродуктов уменьшается с ростом температуры. Плотность большинства нефти меньше единицы и колеблется в диапазоне от 0.80 до 0.90. На величину плотности нефти оказывает существенное влияние наличие в ней растворенных газов, количество смолистых веществ и фракционный состав. Для нефти и нефтепродуктов плотность является нормируемым показателем качества.

### **Удельный вес**

Относительным удельным весом называется отношение веса нефтепродукта при температуре определения к весу дистиллированной воды при 4°С в

том же объеме. В соответствии с ГОСТом в нашей стране принято определять плотность и удельный вес при температурах 15 и 20<sup>0</sup> С.

### **Вязкость**

Вязкость нефти и нефтепродуктов зависит от химического и фракционного состава. Различают динамическую и кинематическую вязкость.

Динамическая вязкость или внутреннее трение – это свойство реальных жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. Это свойство проявляется при движении жидкостей.

Кинематическая вязкость - величина, равная отношению динамической вязкости к ее плотности при той же температуре. Кинематическая вязкость нефти различных месторождений изменяется в широких пределах (от 2 до 300 сст – сантистокс при 20<sup>0</sup>С). Однако средняя вязкость большинства нефти составляет величину от 40 до 60 сст.

### **Температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения**

Температурой вспышки называется температура, при которой пары нефтепродукта, нагреваемого в определенных стандартных условиях, образуют с окружающим воздухом взрывчатую смесь и вспыхивают при поднесении к ней пламени. Температура вспышки зависит от фракционного состава нефтепродуктов. Чем ниже пределы перегонки нефтепродукта, тем ниже и температура вспышки. В среднем температура вспышки бензинов находится в пределах от –30 до –40<sup>0</sup>С, керосинов 30-60<sup>0</sup>С, дизельных топлив 30-90<sup>0</sup>С и нефтяных масел 130-320<sup>0</sup>С.

Температурой воспламенения называется температура, при которой нагреваемый в определенных условиях нефтепродукт загорается при поднесении к нему пламени и горит не менее 5 секунд. Температура воспламенения всегда выше температуры вспышки. Чем тяжелее нефтепродукт, тем больше эта

разница. При наличии в маслах летучих примесей эти температуры сближаются.

Температурой самовоспламенения называется температура, при которой нагретый нефтепродукт в контакте с воздухом воспламеняется самопроизвольно без внешнего пламени. Температура самовоспламенения нефтепродуктов зависит и от фракционного состава и от преобладания углеводородов того или иного класса. Чем ниже пределы кипения нефтяной фракции, тем она менее опасна с точки зрения самовоспламенения.

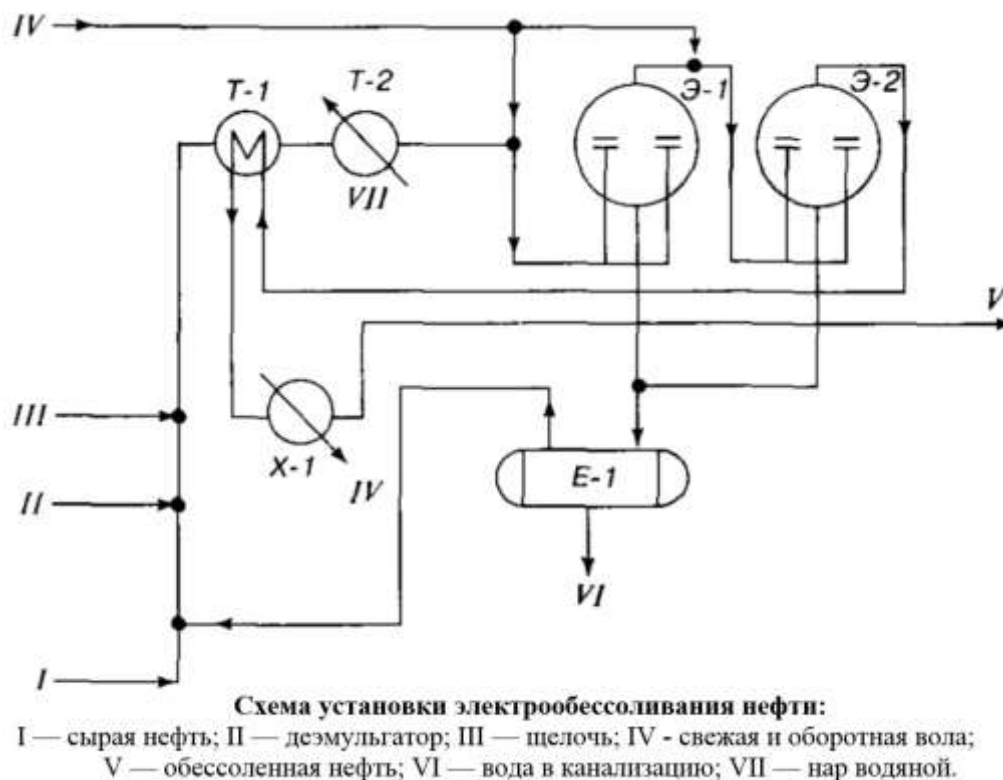
### **Температуры застывания, помутнения и начала кристаллизации.**

Температура застывания характеризует возможную потерю текучести нефтепродукта в зоне низких температур. Чем больше содержание парафинов (твердых углеводородов), тем выше температура застывания нефтепродукта. Следует отметить, что потеря текучести может быть связана и с увеличением вязкости продукта с понижением температуры.

Температура помутнения указывает на склонность топлива поглощать при низких температурах влагу из воздуха (это особенно опасно для авиационных топлив, поскольку образующиеся кристаллики льда могут засорять топливоподающую аппаратуру, что может привести к трагедии).

Температура начала кристаллизации карбюраторных и реактивных топлив не должна превышать  $-60^{\circ}\text{C}$ . По этой причине в зимних сортах бензина нежелательно наличие высокого содержания ароматических углеводородов. При повышенном содержании бензола и некоторых других ароматических углеводородов эти высокоплавкие соединения могут выпадать из топлива в виде кристаллов, что приводит к засорению топливных фильтров и остановке двигателя.

### **1.3 Схема технологического процесса обессоливания нефти**



**Рисунок 1**

Нефть забирается из сырьевых резервуаров и смешивается с промывной водой, деэмульгатором и (если в нефти содержатся неорганические кислоты) со щелочью или содой. Затем сырье нагревается в теплообменнике Т-1 и паровом подогревателе Т-2. Из Т-2 нефть поступает в электродегидратор первой ступени Э-1. В этом аппарате удаляется основная масса воды и солей (их содержание в нефти снижается в 8-10 раз). Из Э-1 нефть направляется в электродегидратор второй ступени Э-2 для повторной обработки. Перед Э-2 в нефть вновь подается вода. На некоторых установках свежая вода поступает только на вторую ступень обессоливания, а перед первой ступенью с нефтью смешиваются промывные воды второй ступени. Обессоленная нефть из Э-2 через теплообменник Т-1 и холодильник Х-1 уходит с установки, а отделенная в электродегидраторах вода направляется в нефтееотделитель Е-1 для дополнительного отстоя. Уловленная в Е-

1 нефть возвращается на прием сырьевого насоса, вода сбрасывается в канализацию и передается на очистку.

Температура и давление процесса обуславливаются свойствами обрабатываемой нефти и конструкцией основного аппарата — электродегидратора. Легкие нефти обессоливаются при 80-100°C, тяжелые — при 120- 140°C.

#### **1.4 Особенности конструкции аппаратов для обессоливания нефти**

Назначение ЭЛОУ — удаление солей и воды из нефти перед подачей на переработку. Эффективное обессоливание позволяет значительно уменьшить коррозию технологического оборудования установок по переработке нефти, предотвратить дезактивацию катализаторов, улучшить качество топлив, нефтяного кокса, битумов и других продуктов.

-Сырье — нефть, содержащая воду и соли.

-Продукция — обессоленная и обезвоженная нефть, содержащая 3-4 мг/л солей и до 0,1% масс. воды.

Главным аппаратом установки является электродегидратор — емкость, снабженная электродами, к которым подводится переменный ток высокого напряжения. В эксплуатации на промышленных и заводских установках ЭЛОУ находятся электродегидраторы различных конструкций.

Виды конструкций электродегидраторов

-Вертикальные

-Шаровые

- Горизонтальные.

### **Вертикальный электродегидратор**

Вертикаль-

ный электродегидратор представляет собой цилиндрический сосуд диаметром 3 м, высотой 5 м и объемом 30 м<sup>3</sup>. Внутри находятся электроды — металличе-

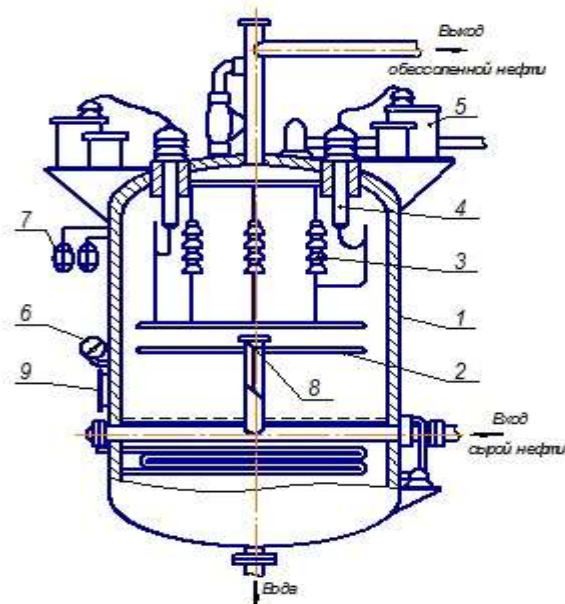
ские пластины, подвешенные на фарфоровых изоляторах. Напряжение подается к электродам от двух повышающих трансформаторов мощностью по 5 кВ·А. Напряжение между электродами от 15 до 33 кВ.

Сы-

рье вводится в электродегидратор через вертикальную, вмонтированную по оси аппарата трубу, которая на половине высоты дегидратора заканчивается распределительной головкой. Головка устроена так, что через ее узкую кольцевую щель эмульсия нефти и воды вводится в виде тонкой веерообразной горизонтальной струи. Обработанная нефть выводится в центре верхнего днища электродегидратора, а отстоявшаяся вода — через нижнее днище.

Недостат-

ком вертикальных электродегидраторов, приведшим к их вытеснению более современными конструкциями, является низкая производительность, недостаточно высокая температура обессоливания. Из-за низкой производительности на установках ЭЛОУ приходилось соединять параллельно 6—12 аппаратов.



Вертикальный электродегидратор:  
 1 – корпус, 2 – электроды;  
 3, 4 – изоляторы; 5 – трансформаторы;  
 6 – манометр; 7 – сигнальные лампы;  
 8 – распределительная головка;  
 9 – мерное стекло

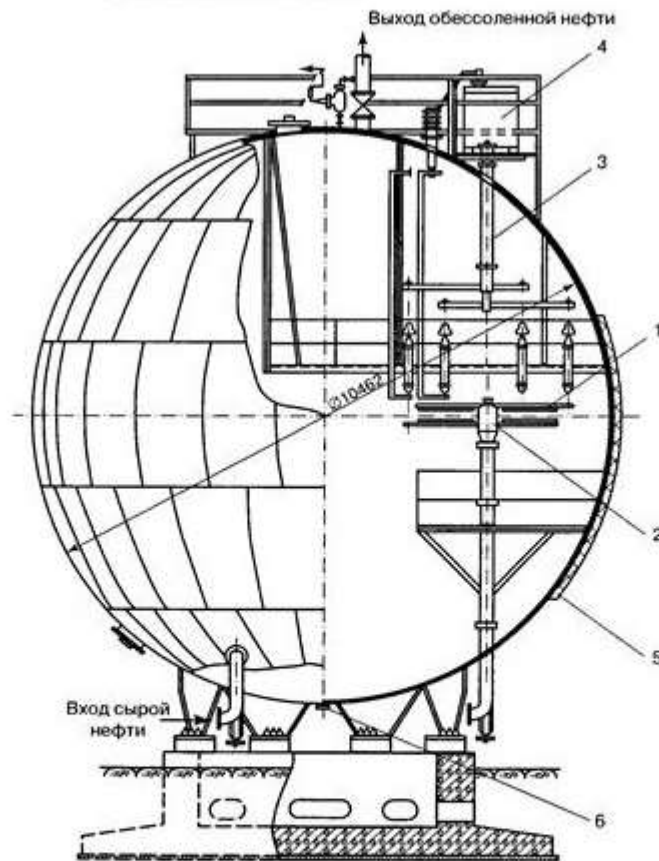
**Рисунок 2**

### **Шаровые электродегидраторы**

На мощных электрообессоливающих установках, построенных в 1955—1970 гг., применяются шаровые электродегидраторы вместимостью 600 м<sup>3</sup> с диаметром 10,5 м. Производительность такого дегидратора равна 300—500 м<sup>3</sup>/ч. Принцип его действия тот же, что и вертикального аппарата, но вместо одного стояка с распределительной головкой для ввода сырья и одной пары электродов в шаровом электродегидраторе их по три.

Строящиеся в настоящее время установки обессоливания оснащаются горизонтальными электродегидраторами. Конструкция этих аппаратов позволяет проводить обессоливание при давлении до 1,8 МПа и температуре до 160°С. Горизонтальные электродегидраторы имеют диаметр 3—

3,4 м и объем 80 и 160 м<sup>3</sup>. Повышение расчетного давления и температуры позволяет проводить глубокое обессоливание трудно обессоливаемых нефтей.



Шаровый электродегидратор:

- 1 – электроды, 2 – распределительная головка,  
3 – устройство для регулирования расстояния между электродами,  
4 – трансформатор, 5 - теплоизоляция

Рисунок 3

### Горизонтальный электродегидратор

Электро-

ды в горизонтальном электродегидраторе расположены почти посередине аппарата. Они подвешены горизонтально друг над другом. Расстояние между ними составляет 25—40 см.

Ввод сырья в горизонтальный электродегидратор осуществляется через расположенный вдоль аппарата горизонтальный маточник. Поступая в аппарат, нефть попа

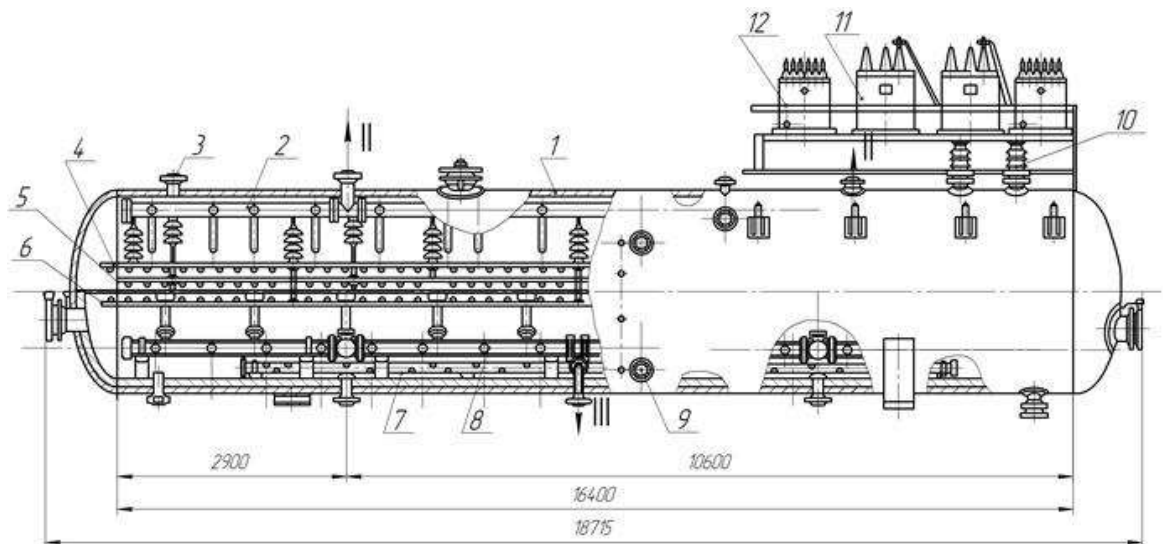


дает в слой отстоявшейся воды, а затем —

в зону под электродами, в межэлектродное пространство, и, наконец, в зону над электродами. В верхней части дегидрататора располагаются выкидные коллекторы обработанной нефти. Достоинством этой конструкции является большой путь движения нефти и время ее пребывания в аппарате, так как ввод сырья расположен значительно ниже, чем в других электродегидрататорах. При этом значительно улучшаются условия отстаивания воды.

Кро-

ме того, в горизонтальном электродегидрататоре крупные частицы воды выпадают из нефти еще до попадания в зону сильного электрического поля, расположенную в межэлектродном пространстве. Поэтому в нем можно обрабатывать нефть с большим содержанием воды, не опасаясь чрезмерного увеличения силы тока между электродами.



Электродегидрататор горизонтальный ЭДГ 160-2:

- 1 – корпус, 2 – сборник обессоленной нефти,
- 3 – штуцер для предохранительного клапана,
- 4, 5, 6 – электроды, 7 – дренажный коллектор,
- 8 – распределитель сырой нефти,
- 9 – штуцер для межфазного регулятора уровня,
- 10 – изоляторы, 11 – трансформаторы,
- 12 – катушки реактивные

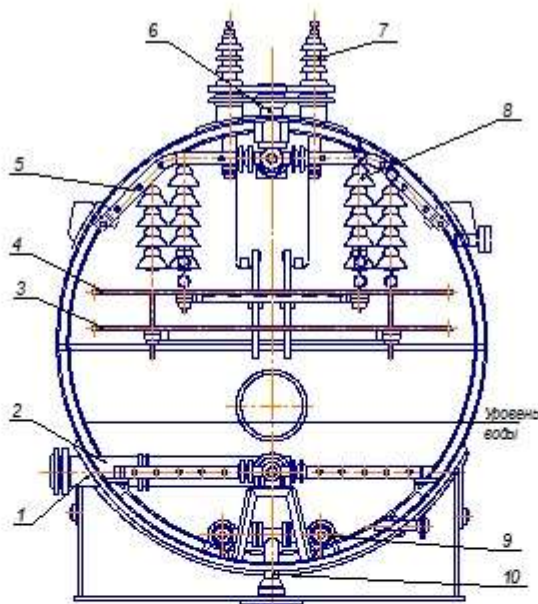
**Рисунок-4**

Ниж-

няя половина аппарата изнутри защищена от коррозии слоем торкрет бетона.

В корпусе 1 по длине размещены два одинаковых комплекта устройств, включающие распределитель сырья 8, три плоских горизонтальных электрода 4, 5 и 6, с борник обессоленной нефти.

Распределитель сырья представляет собой центральный коллектор с горизонтальными и вертикальными отводами. Горизонтальные отводы имеют перфорацию, вертикальные отводы на концах снабжены распределительными головками, расположенными между нижними и средними электродами. Расстояние между этими электродами (200 мм) меньше расстояния между средним и верхним электродами, равного 300 мм.



Поперечный разрез серийного горизонтального электродегидратора типа ЭГ:

- 1 – штуцер ввода сырья, 2 – нижний распределитель сырья,
- 3 – нижний электрод, 4 – верхний электрод,
- 5 – верхний сборник обессоленной воды,
- 6 – штуцер вывода обессоленной нефти,
- 7 – штуцер проходного изолятора,
- 8 – подвесной изолятор, 9 – дренажный коллектор,
- 10 – штуцер вывода соленой воды

## Рисунок-5

В зависимости от характера нефтяной эмульсии аппарат может быть подготовлен к работе с использованием только вертикальных отводов (горизонтальные отглушены); только горизонтальных отводов; и тех и других одновременно. Работа с использованием только вертикальных отводов рекомендуется при переработке стойких эмульсий.

Сборник обессоленной нефти 2 состоит из коллектора и перфорированных отводов.

Дренажный коллектор 7 используют периодически для промывки аппарата. Для этого в него под давлением подают воду, которая смывает грязь и выводится через штуцер откачки воды. Нижний и верхний электроды подвешены на общих изоляторах и питаются от двух общих трансформаторов 11. Средний электрод имеет свою систему поддерживающих изоляторов и трансформаторов. Напряжение подается через проходные изоляторы 10. Трансформаторы подключают к питающей сети через реактивные катушки 12, которые обеспечивают снижение напряжения при чрезмерном возрастании силы тока.

Характерной особенностью электродегидраторов с двумя отдельными вводами является универсальность, позволяющая при необходимости эксплуатировать эти аппараты, только с нижней подачей, когда обрабатывается легкая (по плотности) и мало обводненная нефть, или только с верхней подачей при высоко обводненно

й нефти средней плотности. Высоковязкие нефти обрабатываются в аппаратах, как правило, с нижним и верхним вводами.

## **1.6 Факторы, влияющие на эффективность работы аппаратов для обессоливания нефти**

Промышленный процесс обезвоживания и обессоливания нефтей осуществляется на установках ЭЛОУ, который основан на применении методов не только химической, но и электрической, тепловой и механической обработок нефтяных эмульсий, направленных на разрушение сольватной оболочки и снижение структурно-механической прочности эмульсий, создание более благоприятных условий для коалесценции и укрупнения капель и ускорения процессов осаждения крупных глобул воды. В отдельности перечисленные выше методы обработки эмульсий не позволяют обеспечить требуемую глубину обезвоживания и обессоливания.

### **Электрообработка эмульсии**

Данный процесс заключается в пропускании нефти через электрическое поле, преимущественно переменное промышленной частоты и высокого напряжения (15-44 кВ). В результате индукции электрического поля диспергированные капли воды поляризуются, деформируются (вытягиваются) с разрушением защитных пленок, и при частой смене полярности электродов (50 раз в секунду) увеличивается вероятность их столкновения и укрупнения, и в итоге возрастает скорость осаждения глобул с образованием отдельной фазы. По мере увеличения глубины обезвоживания расстояния между оставшимися каплями увеличиваются и коалесценция замедляется. Поэтому конечное содержание воды в нефти, обработанной в электрическом поле переменного тока, колеблется от следов до 0,1%. Коалесценцию оставшихся капель воды можно усилить повышением напряженности электрического поля до определенного предела.

При дальнейшем повышении напряженности поля ускоряются нежелательные процессы электрического диспергирования капель и коалесценция снова замедляется. Поэтому применительно к конкретному типу эмульсий целесообразно подбирать оптимальные размеры электродов и расстояния между ними. Количество оставшихся в нефтях солей зависит как от содержания остаточной воды, так и от ее засоленности. Поэтому с целью достижения глубокого обессоливания осуществляют промывку солей подачей в нефть оптимального количества промывной (пресной) воды. При чрезмерном увеличении количества промывной воды растут затраты на обессоливание нефти и количество образующихся стоков. В этой связи с целью экономии пресной воды на ЭЛОУ многих НПЗ успешно применяют двухступенчатые схемы с противоточной подачей промывной воды.

### **Тепловая обработка эмульсий**

Данная заключается в подогреве до оптимальной для данной нефти температуры (60-150°C) в зависимости от ее плотности, вязкостно-температурной характеристики, типа эмульсии и давления в электродегидраторе или отстаивнике термохимического обезвоживания. Повышение температуры до определенного предела способствует интенсификации всех стадий процесса деэмульгирования:

- во-первых, дестабилизации эмульсий в результате повышения растворимости природных эмульгаторов в нефти и расплавления бронирующих кристаллов парафинов и асфальтенов;
- во-вторых, возрастанию скорости осаждения капель воды в результате снижения вязкости и плотности нефти, тем самым уменьшению требуемого расхода деэмульгатора.

Обычно как оптимальную в дегидраторе подбирают такую температуру, при которой вязкость нефти составляет 2-4 сСт. Многие нефти достаточно хо-

рошо обессоливаются при 70 - 90°C. При повышении температуры нагрева нефти приходится одновременно повышать и давление, чтобы поддерживать жидкофазное состояние системы и уменьшить потери нефти и пожароопасность. Однако повышение давления вызывает необходимость увеличения толщины стенок аппаратов. Современные модели электродегидраторов рассчитаны на давление до 1,8 МПа.

### **Перемешивание и отстаивание**

На технико-экономические показатели ЭЛОУ влияют также *интенсивность и продолжительность перемешивания* эмульсионной нефти с раствором деэмульгаторов. Так, для деэмульгаторов с малой поверхностной активностью, особенно когда они плохо растворимы в нефти, требуется более интенсивное и продолжительное перемешивание, но не настолько, чтобы образовалась высокодисперсная система, которая плохо осаждается. Обычно перемешивание нефти с деэмульгатором осуществляют в сырьевом центробежном насосе. Однако лучше иметь такие специальные смесительные устройства, как диафрагмы, клапаны, вращающиеся роторы и т.д. Целесообразно также иметь на ЭЛОУ дозирочные насосы малой производительности.

Основным аппаратом ЭЛОУ является электродегидратор, где, кроме электрообработки нефтяной эмульсии, осуществляется и отстой (осаждение) деэмульгированной нефти, т.е. он является одновременно отстойником. Среди применяемых в промысловых и заводских ЭЛОУ различных конструкций (вертикальных, шаровых и горизонтальных) более эффективными оказались горизонтальные электродегидраторы. По сравнению с использовавшимися ранее вертикальными и шаровыми горизонтальные электродегидраторы обладают следующими достоинствами: более благоприятными условиями для осаждения капель воды, которые можно оценить удельной площадью горизонтального се-

чения (зеркала отстоя) и линейной скоростью движения нефти; примерно в 3 раза большей удельной производительностью при приблизительно в 1,5 раза меньшей удельной массе и стоимости аппарата; простотой конструкции, меньшим количеством электрооборудования при большей площади электродов, удобством монтажа, обслуживания и ремонта; способностью работать при повышенных давлениях и температурах.

Технико-экономические показатели ЭЛОУ значительно улучшаются при применении более высокопроизводительных электродегидраторов за счет уменьшения количества теплообменников, сырьевых насосов, резервуаров, приборов КИПиА и т.д. (экономический эффект от укрупнения) и при комбинировании с установками прямой перегонки нефти за счет снижения капитальных и энергозатрат, увеличения производительности труда и т.д. (эффект от комбинирования).

## **1.7 Заключение к литературному обзору**

Наличие значительного количества и разнообразия методов обессоливания нефтей крайне осложняет и затрудняет выявление наиболее рациональных из них. Между тем, нашей задачей является выбор и применение такого метода, который был бы наиболее рациональным. С целью облегчения этой задачи при описаниях различных методов, приведенных выше, дается оценка положительных и отрицательных особенностей каждого из них.

Рациональность методов обессоливания определяется следующим основными показателями качества их: 1) эффективность; 2) возможность полного отделения воды и сухих солей; 3) отсутствие необходимости

примене-

ния подогрева; 4) максимальная простота метода и оборудования; 5) экономичность процесса.

Не надо думать, что на НПЗ используют лишь какой-либо один из методов обессоливания. Например, на ЭЛОУ, комбинируют термохимический способ с электрическим, сочетается четыре фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле.

Однако, если для легкой нефти методы обессоливания достаточно эффективны, то для, например, битуминозной нефти необходима разработка эффективных методов.

В связи с вышесказанным, необходимо разработать устройство для отделения газа от нефти методом экстракции производительностью 10 т/ч по сырью, обеспечивающее степень очистки не ниже 99.9%.

## **2. КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

### **2.1 Выбор вспомогательного оборудования**

Электродегидраторы используются на установке ЭЛОУ для обезвоживания и обессоливания нефти.

Электродегидраторы бывают вертикальные, горизонтальные, сферические. Наибольшее распространение в нефтепереработке получили горизонтальные электродегидраторы, которые имеют большую производительность, чем вертикальные и требуют меньшего расхода металла, чем сферические. Электродегидраторы различаются по характеру ввода нефти в аппарат: сырье может вводиться в нижнюю часть или непосредственно в межэлектродное пространство. Эффективным оказалось комбинирование обоих способов подачи, при котором часть сырья подается в нижнюю (подэлектродную) зону, а часть между электродами.

В электродегидраторах обезвоживание и обессоливание ведется с добавлением воды, деэмульгатора и щелочи. Нефть из резервуара насосом прокачивается через систему теплообменников в последовательно работающие элект-



тродегидраторы. Нагрев сырой нефти необходим для достижения необходимой степени очистки. Процесс ведется при температуре 160°C и давлении 1,8 МПа. По ТУ 26-02-400-76 выбираем электродегидратор 2ЭГ-160.

### **2.1.1 Колонны**

Ректификационные колонны в зависимости от числа получаемых продуктов при разделении многокомпонентных смесей делятся на простые и сложные.

В зависимости от давления ректификационные колонны делятся на колонны, работающие под давлением, атмосферные и вакуумные.

Колонны, работающие под давлением, применяются на АВТ в процессах стабилизации бензиновой фракции (колонна К-1). Атмосферными колоннами являются основная колонна К-1 и колонны в блоке вторичной ректификации бензинов. Вакуумные колонны применяются при перегонке мазута (колонна К-6).

В данной работе используются тарельчатые колонны. Тип тарелок - клапанные дисковые (ОСТ 26-02-1401-76). Клапанные тарелки имеют КПД более 70%, гидравлическое сопротивление 4,9-4,8 мм рт. ст.

Число тарелок в колоннах следующее:

- 30 штук в колонне К-1;
- 42 штуки в колонне К-2;
- 32 штуки в колонне К-3;
- 60 штук в колонне К-4;
- 60 штук в колонне К-5.
- 18 штук в колонне К-6.

Ректификационные колонны и тарелки необходимо изготовить из материала, устойчивого к сероводородной коррозии.

### **2.1.2 Теплообменные аппараты**

На высокопроизводительных АВТ применяют укрупненные теплообменники типа «труба в трубе» и «с плавающей головкой».

Теплообменники с плавающей головкой наиболее часто используются на АВТ. За счет особенностей конструкции (наличие плавающей головки) в них легко обеспечивается компенсация температурных удлинений корпуса и трубного пучка. Трубный пучок легко вытаскивается вместе с плавающей головкой, что облегчает чистку межтрубного пространства. Но эти теплообменники имеют следующие недостатки:

- относительно сложная конструкция;
- большой расход металла на единицу поверхности;
- плавающая головка не доступна для осмотра.

В стабилизаторе и колоннах вторичной перегонки для подвода тепла в низ колонны используются подогреватели с паровым пространством. Они позволяют обеспечить любую поверхность теплообмена путем установки необходимого количества подогревателей, и малое гидравлическое сопротивление каждого потока. Это позволяет обойтись небольшим объемом жидкости в низу колонны и располагать обогреватель примерно на той же отметке, что и колонна. Недостатком их является малый запас жидкости за сливной перегородкой подогревателя.

Конденсаторы и холодильники выполняют в виде змеевиков из гладких или ребристых труб, либо в виде одно- и многоходовых кожухотрубчатых аппаратов.

На АВТ используют так же аппараты воздушного охлаждения (АВО), позволяющие сократить расходы воды на НПЗ. Коэффициенты теплопередачи для различных климатических условий при работе аппаратов в качестве конденсаторов и холодильников на АВТ составляют 235-258 Вт/( м<sup>2</sup> • К).

АВО имеют поверхность охлаждения, скомпонованную из секций оребренных труб, систему подачи воздуха и регулирующие устройства для изменения расхода воздуха..

### **2.1.3 Печи**

В нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности для нагрева нефти и нефтепродуктов до температур, более высоких, чем те которые можно достичь, например, с помощью нагрева водяным паром, используются трубчатые печи.

На современных АВТ используют следующие основные типы печей. Печи серии Г - узкокамерные, с верхним отводом дымовых газов и горизонтальными трубами змеевика; печи серии Б - узкокамерные с нижним отводом дымовых газов и горизонтальными трубами; печи серии Ц - цилиндрические вертикальные трубчатые печи с верхним отводом дымовых газов.

С целью использования на установке АВТ однотипных печей как для АТ, так и для ВТ применяются вертикально-факельные печи. Предлагается использовать на установке печи типа ГС-1, широко распространенные на современных АВТ - с однорядным настенным экраном и свободным вертикальным факелом. Эти печи имеют достаточно высокий КПД, могут обеспечивать высокую тепловую мощность. Продолжительность пребывания нагреваемого сырья в зоне высоких температур не превышает нескольких минут, что уменьшает возможность его разложения и отложения кокса в трубах, вследствие чего при необходимости сырье можно нагревать до более высокой температуры.

## **2.2 Расчёт основных параметров аппарата для обессоливания нефти**

### **2.2.1 Материальный баланс блоков**

Материальный баланс блока ЭЛОУ, блока АВТ и атмосферных колонн К-1 и К-2

Материальный баланс блока ЭЛОУ, АВТ и колонн К-1 и К-2 представлен табл. 1-6. Количество рабочих дней в году принимаем равным 340.

Статьи баланса	% мас.	Тыс. т/год
----------------	--------	------------

Взято:		
Нефть сырая	101,0	5858
Итого	101,0	5858
Получено:		
Нефть обезвожен- ная	100	5800
Вода	0,5	29
Потери	0,5	29
Итого	101,0	5858

**Таблица.1** Материальный баланс блока ЭЛОУ

Статьи ба- ланса	Потенциальное содержание % мас.	Отбор от потен- циала в долях от единицы	Фак- тический от- бор, % мас.	Расход		
				Тыс. т/год	Т/сутки	Кг/ч
Взято:						
Нефть	00,0		–	5	1	7
Итого	100,0		–	800	7059	10784
Получено:						
1.Газ	,9	,0	1,9	1	3	1
				10	24	3505
2.Фракция 28-62°C	,0	,99	3,0	1	5	2
				74	12	1324
3.Фракция 62-85°C	,7	,99	2,6	1	4	1
			4,5	51	44	8480
4.Фракция 85-120°C	,6	,98	8,5	2	7	3
			6,9	61	68	1985
5.Фракция 120-180°C	,8	,97	6,4	4	1	6
			9,4	93	450	0417
6.Фракция 180-230°C	,2	,96	19,8	4	1	4
			36,0	00	176	9044
7.Фракция 230-280°C	,7	,96	1,0	3	1	4
				72	092	5490
8.Фракция				5	1	6

280-350°C	,9	,95		45	604	6814
9.Фракция				1	3	1
350-500°C	3,0	,86		148	377	40735
10.Фракция >				2	6	2
500°C	2,2	,12		088	141	55882
11.Потери				5	1	7
				8	71	108
Итого			100,0	5	1	7
	00,0			800	7059	10784

**Таблица 2** Материальный баланс блока АВТ

Отбор от потенциала в соответствии с данными табл.6.2 находится как отношение суммы фактического отбора светлых фракций (выкипающих до 350°C) к суммарному потенциальному содержанию светлых фракций, содержащихся в данной нефти.

$$\text{Отбор от потенциала} = \frac{3,0 + 2,6 + 4,5 + 8,5 + 6,9 + 6,4 + 9,4}{3,0 + 2,7 + 4,6 + 8,8 + 7,2 + 6,7 + 9,9} \cdot 100\% = 96,3\%$$

Статьи баланса	% мас.	Расход		
		тыс.т/год	т/сут	кг/ч
Взято:				
Нефть	100,0	5800	17059	710784
Итого	100,0	5800	17059	710784
Получено:				
1.Газ	1,9	110	324	13505
2.Фракция 28-120°C	10,1	586	1723	71789
3. Нефть отбензинен.	88,0	5104	15012	625490
Итого	100,0	5800	17059	710784

**Таблица 3** Материальный баланс колонны К-1

Отбор фракции, получаемой в колонне К-1, определяем по кривой фактического отбора фракций, не менее 8% мас., которая строится по данным «Фактический отбор, % мас.» табл 2.

Статьи баланса	Выход на нефть, %мас	Выход на сырье колонны, % мас.	Расход, кг/ч
Взято:			
Нефть отбензиненая	88,0	100	710784
Итого	88,0	100	710784
Получено:	8,5	9,7	68946
1.Фракция 120-180оС			
2.Фракция 180-230оС	6,9	7,8	55441
3.Фракция 230-280оС	6,4	7,3	51887
4.Фракция 280-350оС	9,4	10,7	76054
5. Мазут	56,8	64,5	458456
Итого	88,0	100,0	710784

**Таблица 4** Материальный баланс колонны К-2

Статьи баланса	Расход,		Плотность, $\rho_4^{20}$	Температура (средняя) кипения фракции, оС	Молярная масса
	% мас.	кг/ч			
Взято:	1	7	-	-	-
Нефть отбензиненая	00,0	10784			
Итого	1	7	-	-	-
	00,0	10784			
Получено:	9	6	0,757	149	134
1.Фракция 120-180оС	,7	8946			
2.Фракция 180-230оС	7	5	0,801	207	170
	,8	5441			
3.Фракция 230-280оС	7	5	0,835	256	203
	,3	1887			
4.Фракция 280-350оС	1	7	0,860	314	253
	0,7	6054			
5. Мазут	6	4	0,949	516	440
	4,5	58456			
Итого	1	7	-	-	-
	00,0	10784			

**Таблица 5** Материальный баланс колонны К-2

**2.2.2 Выбор конструкции колонны, числа и типы тарелок** Количество тарелок по высоте колонны принимаем из практических данных.

В нижней отгонной части монтируем 4 тарелки ( $n_1 = 4$ ).

В укрепляющей части колонны - от зоны питания до тарелки вывода фракции 280-3500С принимаем 6 тарелок (с 5 по 10 тарелку, считая снизу),  $n_2=6$ .

От тарелки вывода фракции 280-3500С до тарелки вывода фракции 230-2800С принимаем 10 тарелок (с 11 по 20),  $n_3=10$ .

От тарелки вывода фракции 230-2800С до тарелки вывода фракции 180-2300С принимаем 10 тарелок (с 21 по 30),  $n_4=10$ .

От тарелки вывода фракции 180-2300С до верха тарелки принимаем 12 тарелок (с 31 по 42),  $n_5=12$ .

Итого в колонне принято 42 тарелки, из которых в укрепляющей части 38 шт., а в отгонной – 4 шт.

Выбираем клапанные тарелки. Перепад давления на одну тарелку составляет 5 мм рт. ст. ( $\Delta P_T = 0,00066$  МПа).

### **Расчет давления по высоте колонны**

Расчет давления по высоте колонны ведем сверху вниз исходя из перепада давления на тарелках. Давление в емкости орошения  $P=0,1$  Мпа. Принимаем  $\Delta P=0,04$  Мпа.

Давление в верху колонны:

$$P_{\text{верха}} = P_{E-2} + \Delta P = 0,1 + 0,04 = 0,140 \text{ Мпа}$$

Давление на тарелке вывода фракции 180-230 оС:

$$P_{180-240} = P_{\text{верха}} + \Delta P_T \cdot n_6 = 0,140 + 0,00066 \cdot 12 = 0,148 \text{ Мпа}$$

Давление на тарелке вывода фракции 230-280 оС:

$$P_{240-280} = P_{\text{верха}} + \Delta P_T \cdot (n_4 + n_5) = 0,140 + 0,00066 \cdot (10 + 12) = 0,155 \text{ Мпа}$$

Давление на тарелке вывода фракции 280-350 оС:

$$P_{280-350} = P_{\text{Верха}} + \Delta P_T \cdot (n_3 + n_5 + n_4) = 0,140 + 0,00066 \cdot (10 + 12 + 10) = 0,161 \text{ Мпа}$$

Давление на входе в колонну:

$$P_{\text{Входа}} = P_{\text{Верха}} + \Delta P_T \cdot (n_5 + n_4 + n_3 + n_2) = 0,140 + 0,00066 \cdot (12 + 10 + 10 + 6) = 0,165 \text{ Мпа}$$

Давление по высоте колонны распределяется следующим образом:

$$P_{\text{Верха}} = 0,140 \text{ Мпа};$$

$$P_{180-230} = 0,148 \text{ Мпа};$$

$$P_{230-280} = 0,155 \text{ Мпа};$$

$$P_{280-350} = 0,161 \text{ Мпа};$$

$$P_{\text{Входа}} = 0,165 \text{ Мпа}.$$

### 2.2.3 Расчет диаметра основной колонны

Диаметр колонны рассчитываем в трех сечениях:

-сечение I-I – сечение под верхней тарелкой;

-сечение V-V – сечение в зоне питания;

-самое нагруженное сечение из оставшихся, это сечение IV-IV – сечение между тарелками вывода и ввода ЦОЗ.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V_n}{\Pi \cdot W_D}}, \quad \text{где}$$

(1)

$V_{\Pi}$  – объем паров в рассчитываемом сечении,

$W_D$  – допустимая скорость паров в рассчитываемом сечении колонны,

$$V_{\Pi} = \left( \frac{G_H}{M_H} + \frac{L_{B.\Pi}}{18} \right) \cdot \frac{22,4 \cdot (273 + t) \cdot 0,1}{3600 \cdot 273 \cdot P} \cdot k,$$

(2)



где  $G_H$  и  $L_{BP}$  – количество нефтяных и водяных паров,  
 $M_H$  и  $18$  – молекулярные массы нефтепродукта и воды,  
 $t$  – температура в рассчитываемом сечении,  
 $P$  – давление в рассчитываемом сечении, Мпа,  
 $k$  – коэффициент пересчета.

$$k = \frac{G_{\bar{n}}}{100} = \frac{710784}{100} = 7107,84$$

(3)

$$W_D = 0,85 \cdot 10^{-4} \cdot C \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\text{Ж}} - 1}{\rho_{\text{П}}}}$$

(4)

где  $C$  – коэффициент, величина которого зависит от конструкции тарелок, расстояния между ними и поверхностного натяжения жидкости.

$\rho_{\text{Ж}}$  и  $\rho_{\text{П}}$  – плотности жидкости и пара,

$$\rho_{\text{Ж}}^t = \rho_{\text{Ж}}^{20} \cdot \alpha \cdot (t - 20)$$

(5)

$$\rho_{\text{П}} = \frac{G_{\text{П}} \cdot k}{3600 \cdot V_{\text{П}}}$$

(6)

$$C = K \cdot C_1 - C_2 \cdot (\lambda - 35),$$

(7)

где  $K$  – коэффициент, определяемый в зависимости от типа тарелок,  $K = 1,15$ ;

$C_1$  – коэффициент, зависящий от расстояния между тарелками,  $C_1 = 750$ ;

$C_2 = 4$  для клапанных тарелок;

$\lambda$  - коэффициент, учитывающий влияние жидкостной нагрузки на допустимую скорость паров;

$$\lambda = 0,655 \cdot \frac{L}{P} \cdot \left( \frac{K \cdot C_1}{V_{II} \cdot 3600} \right)^{0,5} \cdot \left( \frac{\rho_{ж}}{\rho_{II}} - 1 \right)^{0,25},$$

(8)

где  $L$  – нагрузка по жидкой фазе в рассчитываемом сечении, м<sup>3</sup>/ч;

$$\frac{g \cdot k}{L = \rho_{ж}}$$

где  $g$  – нагрузка по жидкости в рассчитываемом сечении;

$P$  – число сливных устройств на тарелке,  $P = 4$ ;

Напор жидкости рассчитываем по формуле

$$\Delta h = \left( \frac{L}{6400 \cdot b \cdot P} \right)^{2/3},$$

м

(9)

где  $b$  – периметр слива (длина сливной перегородки),  $b = (0,75-0,8) \cdot d$ .

Расчет диаметра колонны в сечении I – I

$$V_I = \left( \frac{47,2}{134} + \frac{1,806}{18} \right) \cdot \frac{22,4 \cdot (273 + 156) \cdot 0,1}{3600 \cdot 273 \cdot (0,140 + 0,00066)} \cdot 7107,84 = 22,4 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\rho_{\text{ж}}^{156} = \rho^{20} - \alpha \cdot (156 - 20) = 0,757 - 0,000831 \cdot (156 - 20) = 0,644 \text{ г/см}^3 = 644$$

кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{II} = \frac{G_{II} \cdot k}{3600 \cdot V_{II}} = \frac{(47,2 + 1,806) \cdot 7107,84}{3600 \cdot 22,4} = 4,3 \text{ кг/м}^3$$

$$L = \rho_{ж} \cdot \frac{g \cdot k}{\rho_{II}} = \frac{37,5 \cdot 7107,84}{644} = 413,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\lambda = 0,655 \cdot \frac{L}{P} \cdot \left( \frac{1,15 \cdot 750}{V_{II} \cdot 3600} \right)^{0,5} \cdot \left( \frac{\rho_{ж}}{\rho_{II}} - 1 \right)^{0,25} = 0,655 \cdot \frac{413,9}{4} \cdot \left( \frac{1,15 \cdot 750}{22,4 \cdot 3600} \right)^{0,5} \cdot \left( \frac{644}{4,3} - 1 \right)^{0,25} =$$

24,5

$$C = 1,15 \cdot 750 - 4 \cdot (24,5 - 35) = 904,5$$

$$W_D = 0,85 \cdot 10^{-4} \cdot 904,5 \cdot \sqrt{\frac{644}{4,3} - 1} = 0,94 \text{ м/с}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\Pi}}{\Pi \cdot W_{Д}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 22,4}{3,14 \cdot 0,94}} = 5,51 \text{ м}$$

(10)

примем  $d = 5,8 \text{ м}$

Рассчитываем фактическую скорость паров по формуле:  $W_{\text{факт}} = V_{\Pi}/S$ ,

где  $S$  – площадь сечения колонны

$$S = \pi d^2 / 4 = (3,14 \cdot 5,8^2) / 4 = 26,41 \text{ м}^2$$

$$W_{\text{факт}} = 22,4 / 26,41 = 0,85 \text{ м/с}$$

$W_{\text{факт}} < W_{Д}$ , следовательно диаметр колонны рассчитан верно.

$$\Delta h = \left( \frac{L}{6400 \cdot b \cdot P} \right)^{2/3} = \left( \frac{413,9}{6400 \cdot 0,75 \cdot 5,8 \cdot 4} \right)^{2/3} = 0,024 \text{ м} = 24 \text{ мм}$$

Расчет диаметра колонны в сечении IV – IV

$$V_i = \left( \frac{9,7}{134} + \frac{7,8}{170} + \frac{7,3}{203} + \frac{10,7 + 21,4 + 22}{253} + \frac{1,29}{18} \right) \cdot \frac{22,4 \cdot (273 + 304) \cdot 0,1}{3600 \cdot 273 \cdot (0,161 + 0,00066)} \cdot 7107,84 =$$

25,4 м<sup>3</sup>/с

$$\rho_{\text{ж}}^{304} = 0,860 - 0,000686 \cdot (304 - 20) = 0,665 \text{ г/см}^3 = 665 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\Pi} = \frac{G_{\Pi} \cdot k}{3600 \cdot V_{\Pi}} = \frac{(78,9 + 1,29) \cdot 7107,84}{3600 \cdot 25,4} = 6,2 \text{ кг/м}^3$$

$$L = \rho_{\text{ж}} = \frac{g \cdot k}{665} = \frac{65,7 \cdot 7107,84}{665} = 702,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\lambda = 0,655 \cdot \frac{702,2}{4} \cdot \left( \frac{1,15 \cdot 750}{25,4 \cdot 3600} \right)^{0,5} \cdot \left( \frac{665}{6,2} - 1 \right)^{0,25} = 35,9$$

$$C = 1,15 \cdot 750 - 4 \cdot (35,9 - 35) = 858,9$$

$$W_{Д} = 0,85 \cdot 10^{-4} \cdot 858,9 \cdot \sqrt{\frac{665}{6,2} - 1} = 0,75 \text{ м/с}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 25,4}{3,14 \cdot 0,75}} = 6,6 \text{ м}$$

примем  $d = 6,8 \text{ м}$

Рассчитываем фактическую скорость паров по формуле:

Wфакт

=

VII/S

(11)

где S – площадь сечения колонны

$$S = \pi d^2 / 4 = (3,14 \cdot 6,8^2) / 4 = 36,3 \text{ м}^2$$

$$W_{\text{факт}} = 25,4 / 36,3 = 0,70 \text{ м/с}$$

$W_{\text{факт}} < W_{\text{Д}}$ , следовательно, диаметр колонны рассчитан верно.

$$\Delta h = \left( \frac{702,2}{6400 \cdot 0,75 \cdot 6,8 \cdot 4} \right)^{2/3} = 0,031 \text{ м} = 31 \text{ мм}$$

Расчет диаметра колонны в сечении V – V.

$$V_i = \left( \frac{9,7}{134} + \frac{7,8}{170} + \frac{7,3}{203} + \frac{10,7 + 21,4}{253} + \frac{1,29}{18} \right) \cdot \frac{22,4 \cdot (273 + 350) \cdot 0,1}{3600 \cdot 273 \cdot (0,165 + 0,00066)} \cdot 7107,84 =$$

21,5 м<sup>3</sup>/с

$$\rho_{\text{Э}}^{350} = 0,951 - 0,000567 \cdot (350 - 20) = 0,764 \text{ г/см}^3 = 764 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_i = \frac{(56,9 + 1,29) \cdot 7107,84}{3600 \cdot 21,5} = 5,3 \text{ кг/м}^3$$

$$L = \frac{85,8 \cdot 7107,84}{764} = 798,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\lambda = 0,655 \cdot \frac{798,2}{4} \cdot \left( \frac{1,15 \cdot 750}{21,5 \cdot 3600} \right)^{0,5} \cdot \left( \frac{764}{5,3} - 1 \right)^{0,25} = 47,7$$

$$C = 1,15 \cdot 750 - 4 \cdot (47,7 - 35) = 811,7$$

$$W_{\text{Д}} = 0,85 \cdot 10^{-4} \cdot 811,7 \cdot \sqrt{\frac{764}{5,3} - 1} = 0,83 \text{ м/с}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{п}}}{\pi \cdot W_{\text{Д}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 21,5}{3,14 \cdot 0,83}} = 5,7 \text{ м}$$

примем  $d = 5,8 \text{ м}$

Рассчитываем фактическую скорость паров по формуле:

$$W_{\text{факт}} = V_{\text{п}}/S$$

где S – площадь сечения колонны

$$S = \pi d^2 / 4 = (3,14 \cdot 5,8^2) / 4 = 26,41 \text{ м}^2$$

$$W_{\text{факт}} = 21,5 / 26,41 = 0,81 \text{ м/с}$$

$W_{\text{факт}} < W_D$ , следовательно диаметр колонны рассчитан верно.

$$\Delta h = \left( \frac{798,2}{6400 \cdot 0,75 \cdot 5,8 \cdot 4} \right)^{2/3} = 0,037 \text{ м} = 37 \text{ мм}$$

Принимаем диаметр основной атмосферной колонны от верха до тарелки, расположенной над тарелкой вывода фракции 180-230 оС (тарелка 31) равным 5,8 м; от тарелки вывода фракции 180-230 оС до тарелки, расположенной над зоной питания (тарелка 6) – 6,8 м; диаметр нижней части колонны принимаем равным 5,8 м.

### 2.2.4 Расчет высоты колонны

Высота колонны складывается из высот отдельных ее частей, на которые она условно разбивается (рис.9). Высота ее верхней части (над верхней тарелкой) определяется по формуле:

$$H_1 = 0,5 \cdot d_1 \quad (12)$$

где  $d_1$  - диаметр верхней части колонны.

Высота части колонны от ввода сырья до верхней тарелки складывается из высот "колонок" отвечающих выводу отдельных фракций. Расчет ведется на основе числа тарелок в этих "колонках" и с учетом расстояния между этими тарелками ( $\Delta h = 0,6$  м):

$$H_2 = (N_5 - 1) \cdot \Delta h$$

$$H_3 = (N_4 - 1) \cdot \Delta h$$

$$H_4 = (N_3 - 1) \cdot \Delta h$$

$$H_5 = (N_2 - 1) \cdot \Delta h$$

$$H_6 = (2-3) \cdot \Delta h$$

$$H_7 = (N_1 - 1) \cdot \Delta h$$

$H_8 = 1,5-2$  м – расстояние до уровня жидкости от нижней тарелки в низу колонны.

Н9 – определяется в зависимости от объема жидкости в низу колонны; высота должна обеспечивать работу насоса в течение 10 мин после прекращения подачи нефти на установку.

$$V_H = \frac{g_M \cdot 10 \cdot k}{60 \cdot \rho_M} ; \quad (13)$$

$$V_{\text{полусф}} = \frac{\pi \cdot d^3}{12} ; \quad (14)$$

$$H_9 = \frac{d}{2} + h' ; \quad (15)$$

$$h' = \frac{V_H - V_{\text{полусф}}}{0,785 \cdot d^2} ; \quad (16)$$

Общая высота колонны равна:

$$H = \sum H_i$$

Отсюда

$$H_1 = 0,5 \cdot 5,8 = 2,9 \text{ м};$$

$$H_2 = (12 - 1) \cdot 0,6 = 6,6 \text{ м};$$

$$H_3 = (10 - 1) \cdot 0,6 = 5,4 \text{ м};$$

$$H_4 = (10 - 1) \cdot 0,6 = 5,4 \text{ м};$$

$$H_5 = (6 - 1) \cdot 0,6 = 3,0 \text{ м};$$

$$H_6 = 3 \cdot 0,6 = 1,8 \text{ м};$$

$$H_7 = (4 - 1) \cdot 0,6 = 1,8 \text{ м};$$

$$H_8 = 2,0 \text{ м};$$

$$\rho_{\text{Э}}^{350} = 0,949 - 0,000581 \cdot (350 - 20) = 0,757 \text{ г/см}^3 = 757 \text{ кг/м}^3$$

$$V_H = \frac{g_M \cdot 10 \cdot k}{60 \cdot \rho_M} = \frac{64,5 \cdot 10 \cdot 7107,84}{60 \cdot 757} = 101,0 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{полусф}} = \frac{\pi \cdot d^3}{12} = \frac{3,14 \cdot 6,8^3}{12} = 82,3 \text{ м}^3$$

Объем полусферического днища меньше, чем объем мазута, т.е.  $h' = (101 - 82,3) / (0,785 \cdot 5,8) = 4,1$

$$H_9 = 5,8 / 2 + 4,1 = 7,0 \text{ м}$$

$$H = 2,9 + 6,6 + 5,4 + 5,4 + 3,0 + 1,8 + 1,8 + 2,0 + 7,0 = 35,9 \text{ м}$$

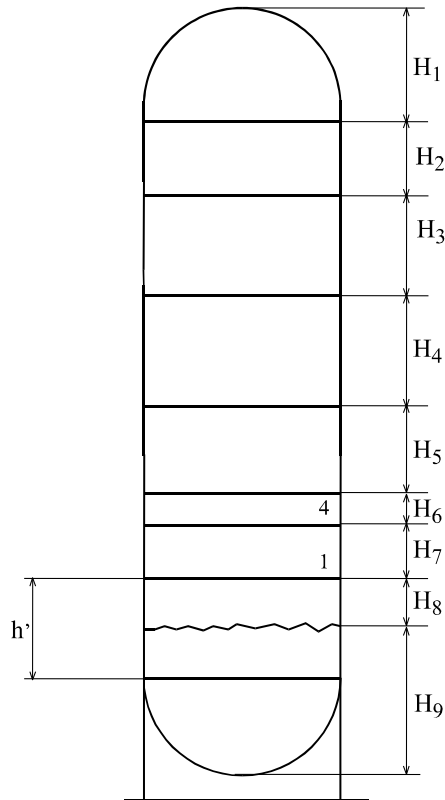


Рис. 6 Эскиз колонны К-1

## **3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ**

### **3.1 Система планово-предупредительных ремонтов**

Система планово-предупредительных ремонтов (ППР) это комплекс организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, эксплуатации и ремонту технологического оборудования, направленных на предупреждение преждевременного износа деталей, узлов и механизмов и содержание их в работоспособном состоянии.

Сущность системы ППР состоит в том, что после отработки оборудованием определенно-го времени производятся профилактические осмотры и различные виды плановых ремонтов, периодичность и продолжительность которых зависят от конструктивных и ремонтных особенностей оборудования и условий его эксплуатации. Система ППР предусматривает также комплекс профилактических мероприятий по содержанию и уходу за оборудованием. Она исключает возможность работы оборудования в условиях прогрессирующего износа, предусматривает предварительное изготовление деталей и узлов, планирование ремонтных работ и потребности в трудовых и материальных ресурсах.

Положения о планово-предупредитель-



ных ремонтах разрабатываются и утверждаются отраслевыми министерствами и ведомствами и являются обязательными для выполнения предприятиями отрасли. Основное содержание ППР -

внутрисмен-

ное обслуживание (уход и надзор) и проведение профилактических осмотров оборудования, которое обычно возлагается на дежурный и эксплуатационный персонал, а также выполнение плановых ремонтов оборудования.

Систе-

мой ППР предусматриваются также плановые профилактические осмотры оборудования инженерно-

техниче-

ским персоналом предприятия, которые производятся по утвержденному графику. Грузоподъемные машины, кроме обычных профилактических осмотров, подлежат также

техническому освидетельствованию, проводимому лицом по надзору за этими машинами.

Систе-

мой ППР предусматриваются ремонты оборудования двух видов: текущие и капиталь-

ные. Текущий ремонт оборудования включает выполнение работ по частичной за-

мене быстроизнашивающихся деталей или узлов, выверке отдельных узлов, очистке, промывке и ревизии механизмов, смене масла в емкостях (картерных) систем смазки, проверке креплении и замене вышедших из строя крепежных деталей.

При капитальном ремонте, как правило, выполняется полная разборка, очист-

ка и промывка ремонтируемого оборудования, ремонт или замена базовых дета-

лей (например, станин); полная замена всех изношенных узлов и деталей; сборка, выверка и регулировка оборудования. При капитальном ремонте устраняются все дефекты оборудования, выявленные как в процессе эксплуатации, так и при проведении ремонта.

Периодичность остановок оборудования на текущие и капитальные ремонты определяется сроком службы изнашиваемых узлов и деталей, а продолжительность остановок - временем, необходимым для выполнения наиболее трудоемкой работы.

Для выполнения планово-

предупредительных ремонтов оборудования составляются графики.

Каждое предприятие обязано составлять по установленной форме годовой и месячный графики ППР.

Система ППР предполагает безаварийную модель эксплуатации и ремонта оборудования, однако в результате изношенности оборудования или аварий проводятся и внеплановые ремонты.

Преимущества использования системы ППР: контроль продолжительности межремонтных периодов работы оборудования, регламентирование времени простоя оборудования в ремонте, прогнозирование затрат на ремонт оборудования, узлов и механизмов, анализ причин поломки оборудования, расчет численности ремонтного персонала в зависимости от ремонтосложности оборудования.

Недостатки системы ППР: отсутствие удобных инструментов планирования ремонтных работ, трудоемкость расчетов, трудозатрат, трудоемкость учета, параметры-индикатора, сложность оперативной корректировки планируемых ремонтов.

### **3.2 Мероприятия по ТО и ремонту установки ЭЛОУ**

Установ-  
ка ЭЛОУ является не прерывным циклом работы и для ее ремонта требуется ре-  
зерв-  
ная установка и так же она требуется на случай аварии основной установки.

В журнале распоряжений, лицом ответственным за безопасную эксплуата-  
цию, делается запись об остановке установки ЭЛОУ и перевода ее в ремонт. К  
ремонту допускаются лица прошедшие инструктажи. Получившие допуск-  
наряд на данный вид работ( газо опасные или огнеопасные работы ) . При ремо-  
нтных работах присутствует один инженер, он следит за правильностью выпол-  
не-  
ния работ и выполнения техники безопасности. Ремонт должен выполняться в с-  
роки графика ППР.

Террито-  
рия должна быть огорожена сигнальной лентой и должна быть вывешена преду-  
предительная табличка.

Установ-  
ка ЭЛОУ ремонтируется в соответствии с графиком ППР. Установка должна  
быть подготовлена к ремонту: отглушена от трубопроводов, освобождена от не-  
фти путем слива в ЕД ( емкость дренажная ), продуть аппарат азотом до получе-  
ния удовлетворительных анализов на содержание горючих веществ (до 0,5%),  
установ-  
ка стандартных заглушек после освобождения от жидкости, осуществляется на  
приемо-  
раздаточ-  
ных патрубках аппарата . Схема дренажных трубопроводов, с нумерацией запо-  
рной арматуры, установленной на них, совмещена с технологической схемой ус-  
танов-  
ки. Установка должна быть обесточена, Ремонт можно начинать после остыван-  
ия установки до 45<sup>0</sup> С. Далее необходимо провести тщательный наружный и вн

утрен-  
ний осмотр корпуса колонны с целью выявления возможных дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации (механические повреждения, трещины, коррозия и т. д.). Обратить особое внимание на состояние сварных швов и уплотнительных поверхностей корпуса и крышки.

При наличии повреждений наружной поверхности (вмятин, рванин, коррозионных разрушений, трещин) удалить дефектный металл шлифовальной машиной или шлифовкой в ручную. Надежность выведения поверхностных дефектов проконтролировать магнитной дефектоскопией. Допускается глубина повреждения в пределах 10-25% от толщины стенки в зависимости от размеров повреждения.

Материал корпуса и крышки подвергают химическому анализу на изменение содержания углерода в металле. Пробы для химического анализа отбирают шабером с внутренней поверхности аппарата, отчищенной от грязи и коррозионного налета. При наличии сварных швов пробы отбирают от основного и наплавленного металла в зоне с максимальной температурой (по три пробы массой по 5 г каждая). Изменение твердости металла свидетельствует о структурных изменениях металла под действием коррозионной среды.

Разрушение защитных покрытий и коррозия металлических деталей, не проявляясь внешне, могут привести к неожиданному выходу из строя части аппарата и вызвать аварийную обстановку в цехе. Чтобы избежать аварий, выхода из строя оборудования, необходимо четко и строго соблюдать графики планово-предупредительных ремонтов колонных аппаратов

В случае если установка признается не годной для ремонта то ее следует заменить и при проектировании следует учитывать каким образом это будет осуществляться и есть ли такая техника на заводе .

### Возможные неполадки технологического процесса

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способы предупреждения и устранения неполадок
1	2	3
<p>Ухудшаются анализы нефти на выходе с электродегидратора</p>	<p>1.1. Изменение расхода нефти на установку, неравномерная нагрузка отстойников.</p> <p>1.2. Понижение температуры нефти после печей.</p> <p>1.3. Недостаточный расход реагента на подготовку, прекращение подачи реагента.</p> <p>1.4. Повышенное содержание газа в нефти, поступающей в отстойники</p> <p>1.5. Высокий уровень раздела фаз “вода-нефть” в отстойниках.</p> <p>1.6 Пункты 1.1 - 1.5.</p> <p>1.7. Не работает система колебаний токами высокой частоты.</p>	<p>1.1.1. Отрегулировать расход нефти на каждый отстойник.</p> <p>1.2.1. Повысить температуру нагрева нефти</p> <p>1.3.1. Включить подачу реагента на установку, отрегулировать расход реагента согласно норме.</p> <p>1.4.1. Отрегулировать работу сепараторов I и II ступеней сепарации.</p> <p>1.4.2. Повысить уровень раздела фаз “нефть-газ” в сепараторах.</p> <p>1.5.1. Понизить уровень раздела фаз “вода-нефть” в отстойниках приоткрыв байпасы.</p> <p>1.5.2. Проверить работу и исправность регулирующих клапанов на линии выхода воды.</p> <p>1.5.3. Пункты 1.1.1.-1.5.2.</p>

		1.5.4. Вызвать электрика и устранить неисправность.
2 Ухудшается анализ воды на выходе электродегидраторов	2.1. Низкий уровень раздела фаз “вода-нефть”. 2.2. Отсутствует четкая граница раздела фаз “вода-нефть”.	2.1.1. Приподнять уровень раздела фаз “вода-нефть” (водную подушку) уменьшив расход воды на выходе с аппарата. 2.2.1. Проверить температуру нефти на входе в аппарат. 2.2.2. Проверить подачу реагента. 2.2.3. Увеличить расход реагента (удельную норму).
3 Порыв корпуса электродегидратора.	3.1. Превышение давления в аппарате выше допустимого.	3.1.1. Вывести аппарат из работы, переключив задвижки по входу и выходу жидкости из аппарата. 3.1.2. Освободить аппарат от жидкости в ЕП. 3.1.3. Локализовать место аварии.

**Таблица-6**

### 3.4 График ППР

Основ-

ным документом, по которому осуществляется ремонт оборудования, является

годовой график планово-предупредительно-го ремонта оборудования, на основе которого, определяется потребность в ремонтном персонале, в материалах, запасных частях, комплектующих изделиях. В него включается каждая единица, подлежащая капитальному и текущему ремонту оборудования.

Для составления годового графика планово-предупредительно-го ремонта (графика ППР) оборудования нам понадобятся нормативы периодически ремонта оборудования. Эти данные можно найти в паспортных данных завода-изготовителя на оборудование, если завод это специально регламентирует. В противном случае для составления графика используются данные по нормативам периодичности ремонта оборудования, которые мы принимаем из общих показателей по данному классу оборудования из отраслевых справочных ремонтных нормативов.

### Электродегидратор ЭГ-200-10

Оборудование	Продолжительность ремонтного цикла, лет	Продолжительность межремонтного периода, мес.		Норма трудоемкости, чел.-ч.	
		Текущий	Капитальный	Капитального ремонта	Текущего ремонта
ЭГ-200-10	10	6	10 лет	20	10

**Таблица 7 – данные по нормативам периодичности ремонта установки**

Годовой план-график планово-предупредительного  
ремонта оборудования на 2016 год

Наименование оборудования	Номер по схеме (инвентарный)	Норма ресурса между ремонтами (числит.) и простой (знамен.)				Дата последнего ремонта (число, месяц)			Условное обозначение ремонта (числитель) и время простоя в ремонте, ч (знаменатель)												Годо-	Годо-	
		1	2	3		1	2	3	я	ф	м	ап	м	и	и	ав	се	ок	н	де			
							0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4		
ЭГ-200-	00000001	6	6	6	18	01.01.16	01.06.16	01.01.17	01.06.26	р/10	-	-	-	-	р/10	-	-	-	-	-	-	20	2

Таблица-8

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**



В выпускной работе рассмотрены способы и методы борьбы с отложением солей в нефтедобывающем оборудовании, применяемая техника и оборудование. Каждый из рассматриваемых методов и способов борьбы имеет свои положительные и отрицательные стороны. Главной целью выпускной работы было предложить мероприятия по увеличению надёжной эксплуатации ЭЛОУ при наиболее экономичных показателях.

Проанализировав затраты на осуществление всех применяемых методов ЭЛОУ можно сделать следующие выводы: - рекомендации для того или иного метода обессоливания должны осуществляться индивидуально для каждого конкретного НПЗ, используя сведения о её эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ ЭЛОУ;

- приоритетным методом ЭЛОУ должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат.

Из всех рассмотренных в выпускной работе методов и способов обессоливания наиболее перспективным представляется электрообессоливание методом электродегидрации. Для этих целей была разработана специальная технологическая установка.

## **Список использованных источников**

1. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. "Химия и технология нефти и газа". Ленинград, "Химия", 1972.
2. Скоб-  
ло А.И., Трегубова И.А., Егоров Н.Н. "Процессы и аппараты, нефтеперерабатываю-  
щей и нефтехимической промышленности". Москва, Государственное нау-  
чно-техническое изд., 1962.
3. Несте-  
ров И.И., Рябухин Г.Е. "Тайны нефтяной колыбели". Свердловск, Средне-  
Уральское книжное издательство, 1984.
4. Су-  
до М. М. "Нефть и горючие газы в современном мире". Москва, Недра, 19  
84.
5. Рабино-  
вич Г.П., Рябых П.М., Хохряков П.А., под ред. Судакова Е.Н. «Расчеты ос-  
нов-  
ных процессов и аппаратов нефтепереработки». Справочник. Москва, «Х  
имия», 1979.
6. Дриац-  
кая З.В., Мхчян М.А., Жмыхова Н.М. и другие «Нефти СССР. Том 4». М  
осква, «Химия», 1974.
7. Рабинович В.А., Хавин З.Я. «Краткий химический справочник». Санкт-  
Петербург, «Химия», 1994
8. Рабино-  
вич В.А. «Расчет процесса осаждения в электрическом поле». Справочник  
. Санкт-Петербург, «Химия», 1992
9. Була-  
нов А.Н. «Регламент работы цеха первичной подготовки нефти на «Быстр  
инском» НГДУ», Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз», 1997
10. Химия нефти/ под редакцией З.И.Скопяева. Л.: Химия, 1984

11. Пэрэуша-  
ну В., Коробя М., Муска Г. Производство и использование углеводов. М.: Мир, 1987
12. Лебе-  
дев Н.Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза. М.: Химия, 1988.
13. Данилов А.М. Присадки и добавки. М., Химия, 1996.
14. Дани-  
лов А.М. Применение присадок в топливах для автомобилей. Химия, 2000
15. Данилов А.М. Введение в химмотологию. М., Техника, 2003.
16. Поконова Ю. Нефть и нефтепродукты. СПб, Из-во Промис, 2003.
17. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. М., Техника, 2004.
18. Крылов О.В. Гетерогенный катализ. М., Академкнига, 2004.
19. Камин-  
ский Э.Ф., Хавкин. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. М., Техника. 2004.
20. Жур-  
нал Всесоюзного химического общества им.Д.И.Менделеева. 1989. Т.34. №6; 2003. Т.48. №6.
21. Обзор-  
ные и оригинальные статьи в журналах “Успехи химии”, “Нефтехимия”, “Прикладная химия”, “Химическая технология” и др.

## **Приложение А**

### **Отчёт о патентных исследованиях**

#### **Общие данные об объекте исследования**

Объектом исследования является устройство для обессоливания нефти. Область применения устройства – нефтяные промышленные предприятия.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности ([www.fips.ru](http://www.fips.ru)) с использованием ключевых слов: ЭЛОУ, электродегидратор, обессоливание нефти.

#### **Введение**

Электродегидратор - аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяной эмульсии обратного типа (вода в нефти) в электрическом поле. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и всё время находятся в состоянии колебания.

## **Технический уровень и тенденции развития объекта исследования**

Задачей предлагаемого изобретения является создание такой конструкции электродегидратора, которая позволила снизить металлоемкость оборудования, сокращение потребления электроэнергии, уменьшение расхода пресной воды и количества водных стоков, удаление растворенного кислорода при подготовке нефти

При реализации изобретения в качестве технического результата достигается:

- снижение металлоемкости оборудования за счет снижения давления подготовки нефти, сокращения количества сепараторов и насосов,
- сокращение потребления электроэнергии оборудования за счет снижения давления подготовки нефти и уменьшения количества насосов,
- снижение расхода пресной воды и количества водных стоков за счет дополнительной промывки дренажной водой первой ступени сырой нефти в процессе ее нагрева,
- удаление кислорода, растворенного в нефти, за счет оснащения установки дегазатором.

Указанный технический результат достигается тем, что в известной электрообессоливающей установке, которая включает по меньшей мере два электродегидратора, сепаратор, теплообменники нагрева сырой нефти и пресной воды, насосы сырой нефти, пресной воды, раствора деэмульгатора и щелочи с линиями их подачи, линии вывода подготовленной нефти и соленой воды, а также технологические линии и запорно-регулирующую арматуру, особенность заключается в том, что на линии подачи сырой нефти дополнительно установлен дегазатор, в качестве которого используют, например, трехфазный сепаратор с предвключенным гидроциклонным элементом, оснащенный линиями вывода отдува дегазации, соленой воды и линией вывода дегазированной нефти,

которая разделена на две линии, при этом на первой линии установлены рекуперационные теплообменники по числу продуктов переработки нефти, представляющих собой легковоспламеняемые жидкости, которые оснащены линиями вывода нагретой сырой нефти, а также линиями ввода охлаждаемых и вывода охлажденных продуктов переработки нефти, а на второй линии смонтирован струйный насос, соединенный с первым электродегидратором линией подачи балансовой дренажной воды и оснащенный линией подачи полученной смеси в рекуперационные теплообменники по числу продуктов переработки нефти, представляющих собой горючие жидкости, которые оснащены линиями вывода нагретой смеси сырой нефти с дренажной водой, а также линиями ввода охлаждаемых и вывода охлажденных продуктов переработки нефти, линии вывода нагретой сырой нефти и нагретой смеси сырой нефти с дренажной водой соединены в линию подачи водонефтяной смеси в сепаратор, например гравитационный сепаратор полного заполнения с блоком коалесцирующих элементов, оснащенный линией вывода соленой воды и линией вывода частично обессоленной нефти в первый электродегидратор, электродегидраторы оснащены линиями вывода дренажной воды, разделенными на линии подачи циркулирующей и балансовой дренажной воды, и линиями ввода частично обессоленной нефти, на которых установлены струйные насосы, оснащенные линиями подачи циркулирующей дренажной воды, и, кроме последнего электродегидратора, струйные насосы, оснащенные линией подачи балансовой дренажной воды из следующего электродегидратора, а линия подачи циркулирующей дренажной воды последнего электродегидратора соединена с линией подачи пресной воды.

Предлагаемая электрообессоливающая установка состоит из дегазатора 1, рекуперационных теплообменников 2 и 3 нагрева дегазированной нефти продуктами, относящимися к легковоспламеняющимся и к горючим жидкостям соответственно, рекуперационного теплообменника 4 подогрева пресной воды, струйного насоса 5 смешения части дегазированной нефти с балансовой дренажной водой из первого электродегидратора, сепаратора 6, электродегидраторов 7, 8, 9 (на схеме условно показано три электродегидратора), оснащенных

струйными насосами 10, 11, 12 подачи циркулирующей дренажной воды и струйными насосами 13, 14 подачи балансовой дренажной воды соответственно, а также насосов сырой нефти 15, пресной воды 16, растворов деэмульгатора и щелочи (на схеме условно не показаны).

Установка работает следующим образом.

Сырую нефть (I) насосом 15 подают в дегазатор 1, в качестве которого используют, например, трехфазный сепаратор с предвключенным гидроциклонным устройством, и получают отдув (II) и соленую воду (III), которые выводят с установки, а также дегазированную нефть (IV), которую разделяют на две части, первую часть (V) нагревают в теплообменниках 2 до температуры, близкой к температуре электрообессоливания и обезвоживания, за счет охлаждения продуктов (VI), относящихся к легковоспламеняемым жидкостям (условно показан один теплообменник и один продукт), например бензинов, до температуры их транспортировки.

Вторую часть дегазированной нефти (VII) с помощью струйного насоса 5 смешивают с балансовой дренажной водой первой ступени (VIII), нагревают в теплообменниках 3 остальными продуктами переработки нефти (IX), например дизельной фракцией и мазутом (условно показан один теплообменник и один продукт), до температуры, обеспечивающей равенство температуры нагретой дегазированной нефти (X) температуре электрообессоливания и обезвоживания.

Нагретые части дегазированной нефти (V) и (VII) смешивают с получением нагретой дегазированной нефти (X), которую направляют в сепаратор 6, где отделяют от соленой воды (XI), которую после охлаждения в рекуперационном теплообменнике 4 пресной водой (XII) выводят с установки (XIII), и получают частично обессоленную нефть (XIV), которую с помощью струйного насоса 10 сначала смешивают с циркулирующей дренажной водой из первого электродегидратора (XV), а затем с помощью струйного насоса 13 смешивают с балансовой дренажной водой из второго электродегидратора (XVI) и направляют в

первый электродегидратор 7, из которого выводят дренажную воду (XVII), разделяемую далее на циркулирующую (XV) и балансовую (VIII) дренажную воду, а также выводят частично обессоленную нефть (XVIII), которую направляют во второй электродегидратор 8 после смешения с помощью струйного насоса 11 с циркулирующей дренажной водой из второго электродегидратора (XIX) и с помощью струйного насоса 14 с балансовой дренажной водой из третьего электродегидратора (XX).

Из второго электродегидратора 8 выводят дренажную воду (XXI), разделяемую далее на циркулирующую (XIX) и балансовую (XVI) дренажную воду, а также выводят частично обессоленную нефть (XXII), которую направляют в третий электродегидратор 9 после смешения с помощью струйного насоса 12 со смесью (XXIII) циркулирующей дренажной воды из третьего электродегидратора (XXIV) и нагретой пресной воды (XII), подаваемой насосом 16. Из электродегидратора 9 выводят подготовленную нефть (XXV) и дренажную воду (XXVI), разделяемую далее на циркулирующую (XXIV) и балансовую (XX) дренажную воду. Насосы и линии подачи растворов деэмульгатора и щелочи на схеме условно не показаны.

Работоспособность предлагаемого способа иллюстрируется следующим примером. Смесь западносибирских нефтей с плотностью  $859 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью 16 сСт при  $20^\circ\text{C}$ , содержащую 21 мг/л растворенного кислорода, дегазируют в трехфазном сепараторе с предвключенным гидроциклоном и получают  $2,2 \text{ м}^3/\text{т}$  отдува, 0,002 т/т соленой воды и 0,996 т/т дегазированной нефти, содержащей 1,8 мг/л растворенного кислорода, которую разделяют на две части, первую часть в количестве 0,44 т/т нагревают до  $122^\circ\text{C}$  за счет охлаждения прямогонной бензиновой фракции. Вторую часть дегазированной нефти в количестве 0,56 т/т смешивают с 0,027 т/т балансовой дренажной воды первой ступени, нагревают дизельной фракцией до  $118,5^\circ\text{C}$ , смешивают с первой частью и сепарируют при 1,0 МПа и  $120^\circ\text{C}$  с получением 0,028 т/т соленой воды и 0,995 т/т частично обессоленной нефти, которую подвергают трехступенчатому электродегидрированию, смешивая на каждой ступени с 0,05 т/т циркулирующей дре-



нажной воды и с балансовой дренажной водой со следующей ступени электродегидрирования. На третью ступень подают 0,025 т/т нагретой пресной воды и выводят с нее 0,993 т/т подготовленной нефти.

При этом расчетное потребление электроэнергии составило 0,76 кВтч/т, расход пресной воды - 0,025 т/т, содержание кислорода в подготовленной нефти - 1,8 мг/л.

В условиях прототипа для подготовки нефти при 120°C потребовалось поддержание давления 1,4 МПа, потребление электроэнергии составило 1,27 кВтч/т, расход пресной воды - 0,045 т/т, содержание кислорода в подготовленной нефти - 22 мг/л.

Кроме того, за счет снижения давления подготовки нефти с 1,4 МПа до 1,0 МПа и соответствующего уменьшения веса сепараторов и электродегидраторов, сокращения количества отстойников и исключения использования насосов циркуляции дренажной воды достигается снижение металлоемкости оборудования.

Таким образом, предлагаемая электрообессоливающая установка позволяет снизить металлоемкость оборудования, сократить потребления электроэнергии, уменьшить расход пресной воды и удалить из нефти растворенный кислород. Изобретение может быть использовано в нефтеперерабатывающей промышленности.

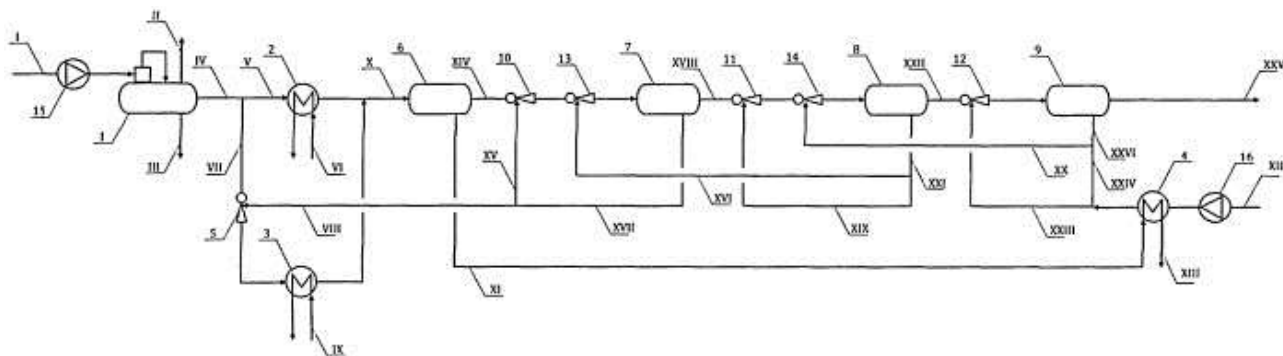


Рис 7

2) Задача технического решения упрощение конструкции устройства без ущерба для процесса очистки от нефтепродуктов, путем исключения дополнительных дорогостоящих устройств и повышение эффективности коалесценции.

Поставленная задача достигается тем, что устройство включающее корпус, патрубки ввода и вывода разделенной и разделяемых фракций и коалесцирующий материал, представляющий собой пучок гидрофобного полимера полипропилена, размещенного в корпусе, одна сторона которого закреплена на входе в корпус, а вторая сторона свободна в корпусе, причем патрубки ввода и вывода расположены с торцевых сторон корпуса с возможностью обеспечения направления волокон коалесцирующего материала параллельно потоку жидкости.

Техническое решение поясняется чертежами, где на фигуре 1 показан общий вид устройства, а на фигуре 2 - разрез корпуса устройства.

Устройство для очистки воды от нефтепродуктов состоит из корпуса 1, патрубка ввода разделяемой жидкости 2, коалесцирующего материала - 3, патрубка вывода разделенных фракций 4.

Устройство работает следующим образом: сточная вода содержащая нефтепродукты по патрубку ввода разделяемой жидкости 2 поступает в корпус устройства 1, и проходя через коалесцирующий материал 3,

освобождается от мелких фракций нефтепродуктов за счет их коалесценции (укрупнения) на поверхности материала. После этого пленка нефтепродуктов отрывается от поверхности фильтрующего гидрофобного материала в виде капель с размерами в диаметре несколько миллиметров. Капли быстро всплывают и легко отделяются от воды. Затем коалесцированные (укрупненные) капли нефтепродукта поднимаются в верхнюю часть корпуса и со сточной удаляются через патрубков вывода 4 на дальнейшую очистку.

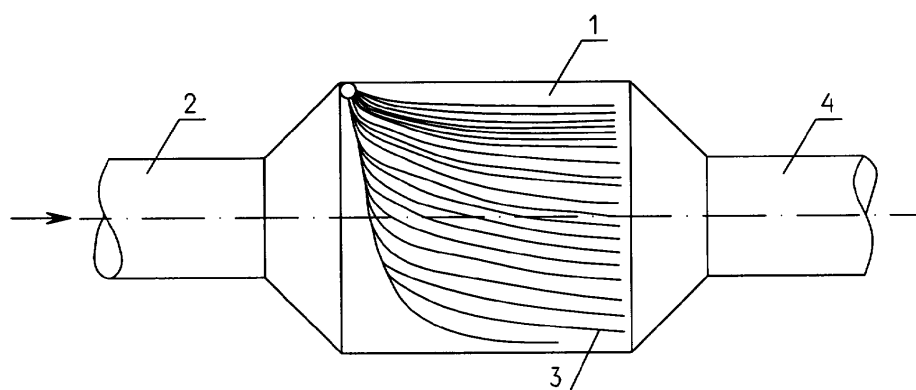
Использование предлагаемого технического решения позволяет упростить конструкцию за счет исключения из нее дополнительных дорогостоящих устройств таких, как устройство для создания центробежного поля, различные

камеры, перегородки, и т.д. Кроме этого использование волокнистого полипропилена параллельно потоку жидкости в качестве коаlessирующего материала позволяет значительно повысить эффективность коаlessенции, уменьшить закупоривание межволоконных пространств воздухом и мехпримесями. При прохождении сточной жидкости, содержащей мелкие фракции нефтепродукта через коаlessирующий материал устройства за счет процессов адгезии и смачивания мелкие капли нефтепродукта коаlessируются и отрываются от поверхности в виде более крупных капель диаметром несколько миллиметров, что позволяет легко удалять их из сточной воды в процессе дальнейшей очистки.

В нефтеперерабатывающей промышленности сточная вода подвергается перекачиванию центробежным насосным оборудованием, которое способствует созданию тонкодисперсных эмульсий нефтепродукта, что затрудняет извлечение их из воды. Данное устройство укрупняет капли нефтепродукта без излишних дорогостоящих конструкций. Кроме этого его можно включать как в схемы очистки сточной воды, так и в простейшие коллекторы промышленной канализации без значительной сложности.

Устройство испытано в лаборатории ОмГАУ. Достигнутый эффект разрушения устойчивой водо-нефтяной эмульсии составляет 96-98%. В

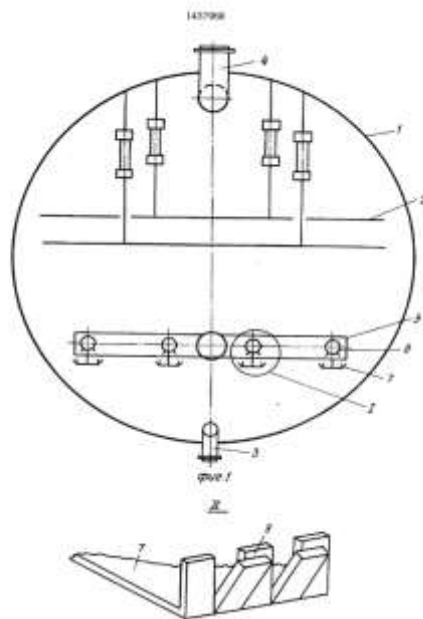
качестве образца сточной воды использовались стоки ЭЛОУ Омского нефтеперерабатывающего завода.



**Рис 8**

3) Целью изобретения является повышение эффективности работы аппарата за счет интенсивного разрушения струй эмульсии на однородные мелкие капли. Аппарат содержит корпус, электроды, коллектор для ввода эмульсии с распределительными трубами 6 и отбойные пластины 7, прикрепленные к распределительным трубам 6 ребром 8. Края отбойных пластин выполнены в виде лепестков 9, поочередно отогнутых вверх под углом 90 и тупым углом по отношению к плоскости отбойной пластины. На трубах коллектора расположены отверстия таким образом, что их оси пересекают отбойную пластину 7 в месте отгиба лепестков. 3 ил. Изобретение относится к аппаратам для разделения водонефтяной эмульсии и может быть применено на установках подготовки нефти на нефтепромыслах и нефтеперерабатывающих заводах. Цель изобретения - повышение эффективности работы аппарата. На фиг. 1 представлен аппарат, общий вид; на фиг. 2 - узел 1 на фиг. 1; на фиг. 3 узел 11 на фиг. 2. Аппарат для обезвоживания и обессоливания нефти содержит корпус 1, электроды 2, штуцер 3 для вывода дренажной воды, штуцер 4 для вывода нефти, коллектор 5 для ввода эмульсии с распределительными трубами 6 и отбойные пластины 7, прикрепленные к распределительным трубам 6 ребром 8. Края отбойной пластины 7 выполнены в виде лепестков 9, поочередно отогнутых вверх под углом 90 и тупым углом по отношению к плоскости отбойной пластины. На трубах 6 коллектора отверстия 10 расположены таким образом, что их оси пересекают отбойную пластину 7 в месте отгиба лепестков. Аппарат работает следующим образом. 25 Водонефтяная эмульсия поступает в аппарат по коллектору 5 и вытекает из отверстий 10, расположенных на распределительных трубах 6, в слой воды, уровень которого поддерживается выше горизонтальной оси коллектора 5. Струи эмульсии ударяются об отбойные пластины, в месте отгиба лепестков, разрушаются на однородные капли, всплывающие к границе раздела фаз. Здесь образуется промежуточный слой, в котором капли воды, содержащиеся в нефти, сливаются с образованием более крупных капель, которые осаждаются, а капли нефти всплывают. Обезвоженная и обессоленная нефть выводится из аппарата через штуцер 3, а вода, содержащая соли, дренируется из аппарата че-

рез штуцер 4. Наиболее мелкие капли воды укрупняются в электрическом поле, создаваемом в аппарате электродами 2. Использование изобретения позволяет обеспечить уменьшение среднего диаметра капель, образующихся при распаде струи, а также более равномерное распределение нефти по площади аппарата, поскольку набегающие в место отгиба лепестков струи в результате взаимодействия распадаются на капли, всплывающие широким фронтом в слое воды. Таким образом, аппарат для обезвоживания и обессоливания нефти позволяет улучшить распад ст-уи эмульсии на капли, а также распределение водочештяной эмульсии по поперечному сечению вследствие увеличения ширины фронта всплывания капель, так как распад струи происходит не под трубой коллектора, а в области, лежащей справа и слева от нее. Формола изобретения Аппарат для обезвоживания и обессоливания нефти, содержащий цилиндрический корпус, внутренний трубчатый коллектор с распределительными трубами, в нижней части которых выполнены отверстия для ввода эмульсии, и горизонтальные отбойные пластины, расположенные под распределительными трубами, отличающийся тем, что, с целью повышения эффективности работы, края отбойных пластин выполнены в виде лепестков, отогнутых вверх поочередно под прямым и тупым углом к отбойной пластине, при этом оси отверстий пересекают отбойную пластину в месте отгиба лепестков



## Рис 9

### **Заключение**

Общими тенденциями развития объекта исследования являются:

- 1) Стремление упростить конструкцию, уменьшить размеры, повысить производительность;
- 2) разделение линии подачи циркулирующей и балансовой дренажной воды;
- 3) использование волокнистого полипропилена параллельно потоку жидкости в качестве коалисцирующего материала

**Приложение Б**  
**Графические материалы**

- 1) Чертёж общего вида электродегидратора (1 лист А3)
- 2) Технологическая схема установки ЭЛОУ-АВТ(1 лист А3)