

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО  
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ХИМИКО-  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

**Кафедра: «Химическая технология переработки нефти и  
газа»**

## **РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

**к выпускной работе на тему: «Очистка нефти от воды и солей.  
Проектирование установки электродегидратора. Мощность 1 млн. т/г ».**

5321300 – Технология переработки нефти и газа.

Группа 26-13

Абдухалилова Гузал Абдухалиловна

ТАШКЕНТ – 2017



## Содержание

1. Введение	4
2. Технико-экономическое обоснование	12
3. Характеристика исходного сырья и готовой продукции	13
4. Описание технологической схемы	37
5. Технологический расчет основного оборудования	42
6. КИП и автоматизация процесса	47
7. Охрана окружающей среды	58
8. Охрана труда и гражданская оборона	64
9. Экономическая часть	72
11. Краткая аннотация выпускной работы	74
11. Список использованной литературы	75

## **Введение**

Нефтегазовая отрасль Узбекистана является одной из старейших в мире. Промышленная разработка нефти в Узбекистане началась в 1885 году. Холдинг «Узбекнефтегаз», является одной из ведущих компаний, входящих в базовые отрасли экономики страны и занимает 12-е место в мире по добыче природного газа и 34-е место среди 100 ведущих мировых нефтегазовых компаний по рейтингу «Energy intelligence».

О многочисленных местах естественных выходов нефти на территории современного Узбекистана упоминалось еще в трудах Плутарха и арабского географа древности Истархи. В X веке нефть в Средней Азии добывали и использовали в медицинских, хозяйственных и военных целях.

Осуществлявшиеся в 1870-е годы поисковые работы подтвердили перспективность нефтеносных районов Ферганской долины. В августе 1883 года Туркестанская казенная палата Министерства финансов Российской империи поместила в центральных газетах объявление о проведении торгов «на отдачу под разработку с 1 января 1884 года в частные руки... четырех участков казенных нефтяных источников, находящихся в Ферганской области». В ходе торгов, состоявшихся в сентябре 1883 года, три нефтеносных участка приобрели состоятельные отставники: бывший коллежский секретарь Д.П. Петров и майор А.Д. Герман. В 1885 году Д.П. Петров начал промышленную разработку нефти. Из скважин, пробуренных на участке Лякан в урочище Камыш-Баши, способом тартания (с помощью длинного ведра с клапаном внизу) рабочие извлекали до полутоны нефти в сутки.

Скважины глубиной от 23 до 36 метров, диаметром 8 дюймов крепились деревянными трубами и обручами на глубину до 2 метров. Ниже ствол не крепился, поэтому его стенки часто обрушались и требовался ремонт. Получив устойчивые дебиты, экс-секретарь построил на промысле небольшой нефтеперегонный завод. Полученный на нем керосин

отправлялся на арбах и верблюдах в Андижан, Ташкент, Коканд на хлопкоочистительные заводы, маслобойни и для использования в быту.

Мазут применялся как топливо на железной дороге Ташкент – Коканд. К 1887 году в Ферганской долине было выявлено 25 нефтеносных участков, но промышленная добыча велась к этому времени лишь на трех. Развитию нефтяной отрасли Туркестана способствовало открытие в 1898-1901 годах залежей, расположенных в нескольких горизонтах на небольшой глубине в районе Чимиона. В сентябре 1904 года в Чимионе из скважины, пробуренной на глубину 278 метров, ударил фонтан нефти. К этому времени на территории Ферганской долины действовало сразу несколько нефтекомпаний: «Чимион», «Риштан», «Битум», Туркестанское нефтепромышленное товарищество «Камыш-Баши», фирма Алексева. В 1908 году было создано крупное Среднеазиатское нефтепромышленное товарищество (САНТО). В 1906 году в Ферганской области был построен нефтеперегонный завод, состоявший из одной двухкубовой установки периодического действия. В следующем году завод приобрели братья Нобель, начавшие его поэтапную реконструкцию.

Нефть с промыслов поступала на завод гужевым транспортом, ее качество определялось термометрами и ареометрами. Основными продуктами производства были осветительный керосин и отопительный мазут. Бензин как отход производства сжигался в ямах за территорией завода. Применение «отходу» было найдено лишь в 1915 году, когда в Средней Азии появились первые автомобили. Шла продукция и на экспорт – в Афганистан и Китай, железнодорожным и вьючным транспортом.

Революция и Гражданская война приостановили бурное развитие ферганских нефтепромыслов. После стабилизации обстановки и национализации промыслов был создан государственный трест «Узбекнефть». В 1925 году трест обратился за помощью к руководителям

Азербайджанской нефтяной промышленности, и в Узбекистан были направлены специалисты-нефтяники из Баку. В начале 1930-х годов в

республике активизировались геологоразведочные работы и была создана геологоразведочная экспедиция Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ). Предусматривалась мобилизация поисков и промышленной разведки нефтеносных площадей в новых районах с одновременной разведкой глубоких горизонтов на старых месторождениях.

С этой целью были начаты геологические исследования в Бухаро-Хивинской провинции и Сурхандарье, значительно увеличены объемы геологоразведочных работ в Ферганской долине. Благодаря этому было разведано большое количество перспективных площадей и открыт ряд новых нефтяных месторождений в Ферганской долине (Нефтеабат, Текебель, Чангырташ и Андижан) и Сурхандарье (Хаудаг, Учкызыл и Какайды). Результаты поисковых работ в Сурхандарьинской области подтвердили выводы геологов о нефтеносности территории южного Узбекистана.

Особенную значимость имело открытие Хаудагского месторождения, где из пробуренной скважины глубиной 187 метров в феврале 1934 года был получен фонтан нефти с дебитом 130 тонн в сутки, а в декабре того же года из другой скважины – фонтан в 650 тонн нефти в сутки! По этому случаю в Хаудаг прибыл выдающийся советский геолог Иван Губкин, вскоре написавший: «Хаудаг открывает новую страницу в среднеазиатской нефтяной истории, служит для нас путеводной звездой, дает нам нить при дальнейших поисках других аналогичных структур».

Далее прославленный академик отмечал: «Развернутые широким фронтом, хорошо спланированные геолого-поисковые работы, за которыми должны следовать детальные разведочные работы на избранных важнейших площадях, помогут нам выявить грандиозные возможности Средней Азии как обширной нефтеносной области».

Эти прогнозы Губкина сбылись. В 1935 году близ города Термез было открыто месторождение Учкызыл. Из первой же разведочной скважины получили мощный фонтан жидкости объемом 10 тыс. тонн в сутки с десятипроцентным содержанием нефти. Из-за необустроенности скважины

жидкость стекала в естественную впадину, где образовалось огромное нефтяное озеро. Месторождение Учкызыл было введено в разработку в 1937 году. Великая Отечественная война прервала мирное строительство. В Узбекистан было эвакуировано буровое и нефтепромысловое оборудование из Грозного и Баку, Майкопа и Краснодара. Несмотря на резкое сокращение транспортных средств, оборудования, ресурсов и персонала, нефтяники Узбекистана систематически перевыполняли задания по добыче нефти и поставкам нефтепродуктов. Активно велась и геологоразведка – были открыты месторождения Палванташ, Южный Аламышик и Ляльмикар.

В 1944 году был построен первый в республике газопровод Андижанпром – Андижан, заложивший основы газификации городов и сел Узбекистана. Нефтяники успешно освоили поставленное по ленд лизу американское буровое оборудование и инструмент (станки Franke, трехшарошечные долота и т. д.). Применение этого оборудования позволило ускорить разбуривание и ввод в эксплуатацию месторождений с глубинами залегания нефти до тысячи метров. Впоследствии на базе этих станков узбекские специалисты создали усовершенствованный вариант передвижной буровой установки на электроприводе «Андижанец». В итоге объем добычи нефти в республике к концу войны превысил довоенный уровень почти вдвое.

В послевоенные годы интенсивный рост нефтедобычи в республике сопровождался резким увеличением объемов буровых работ и вовлечением в разведку новых перспективных площадей Ходжаабад, Северный Сох, Ходжа-Осман, Капчагай, Северный Аламышик, Чуст-Пап. Большим событием стало открытие в Ферганской долине нефтяных месторождений Западный Палванташ и Андижан, позволивших существенно нарастить нефтедобычу. Первый газ Узбекистана был добыт в 1953 году на месторождении Сеталантепе в Кызылкумской пустыне. С освоением уникального месторождения Газли были проложены магистральные газопроводы Бухара – Урал и Средняя Азия – Центр. В шестидесятые годы были открыты новые

крупные газовые месторождения Уртабулак и Денгизкуль (последнее включает в себя обособленный участок Хаузак – Шады). В 1972 году состоялся пуск Мубарекского газоперерабатывающего завода (Кашкадарьинская область), одного из крупнейших в мире. В 1980 году заработал крупный ГПЗ в Шуртане.

После обретения Узбекистаном независимости перед республикой встала острая проблема обеспечения энергетического суверенитета. В связи с этим 3 мая 1992 года был подписан указ первого президента Республики Узбекистан Ислама Каримова «Об образовании Узбекского государственного концерна нефтяной и газовой промышленности «Узбекнефтегаз». После этого отрасль получила существенное ускорение развитие, ярким свидетельством которого стал пуск в эксплуатацию в 1997 году Бухарского нефтеперерабатывающего завода.

11 декабря 1998 года был подписан указ «О преобразовании Национальной корпорации «Узбекнефтегаз» в Национальную холдинговую компанию «Узбекнефтегаз». В 2001 году введен в эксплуатацию Шуртанский газохимический комплекс. Среди его производств – переработка природного газа с производством этилена (лицензиар ABB Lummus), выпуск сомономера по лицензии Axens и производство полиэтилена по технологии Sclairtech (Nova Chemicals). Более 60% шуртанского полиэтилена идет на экспорт – в Россию, Украину, Азербайджан, Казахстан, Польшу, Венгрию, Литву, Латвию, Турцию, Иран, Пакистан, Китай и ряд других стран.

Указы и постановления, изданные в конце девяностых годов и направленные на активизацию геологоразведочных работ в Устюртском регионе и увеличение притока иностранных инвестиций, помогли в короткий срок увеличить геологическую изученность региона и открыть крупные газоконденсатные месторождения Сургиль, Шимолий и Шаркий Бердах, Учсай, которые будут сырьевой базой нового газохимического комплекса, крупнейшего в Центральной Азии. Его проектная мощность позволит перерабатывать 4 млрд кубометров природного газа в год и с высокой

добавленной стоимостью производить 362 тыс. тонн полиэтилена и 83 тыс. тонн полипропилена в год.

Ферганский и Сурхандарьинский нефтеносные районы являются старейшими в стране, и поэтому здесь используются современные методы геологоразведки для открытия месторождений на новых стратиграфических этажах и передовые технологии повышения нефтеотдачи. За счет этого обеспечивается рост коэффициента извлечения запасов из длительно разрабатываемых месторождений.

Так, Сурхандарьинский регион оценивается уже как нефтегазовый благодаря открытию месторождения Гаджак с крупными промышленными запасами газа. Нарастают геологоразведочные работы в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, модернизируется газотранспортная система, и все это позволяет ежегодно увеличивать экспорт природного газа.

На основе Государственной программы модернизации производства, рассчитанной на пятилетие (2009-2014), Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» наметила реализацию более полусотни различных инвестиционных проектов на общую сумму около 22 млрд долларов. Проекты были нацелены на активизацию геологоразведочных работ, усовершенствование инфраструктуры объектов добычи и переработки сырья, увеличение экспортного потенциала отрасли, реконструкцию газотранспортной системы, развитие газохимии.

Осуществляется программа локализации, в том числе свободной индустриально-экономической зоны «Навои», создаются мощности по выпуску импортозамещающих изделий и оборудования для ТЭКа и смежных отраслей, что позволяет создавать новые рабочие места и экономить инвалютные средства.

Особое место среди долгосрочных и масштабных проектов «Узбекнефтегаза» занимают совместные с ЛУКОЙЛом мегапроекты «Кандым – Хаузак – Шады – Кунград» и «Юго-Западный Гиссар». Все это позволяет Узбекистану уверенно занимать позицию ведущей

газодобывающей страны – по объему добычи газа он занимает 11-е место в мире.

Запасы углеводородов в республике составляют примерно треть всех запасов Центральной Азии. Число углеводородных месторождений в стране достигло 242, почти половина которых открыта за последние 20 лет. Объем извлекаемых разведанных запасов сырья промышленных категорий на начало 2012 года превысил 2,5 млрд тонн условного топлива. Разведанные промышленные запасы углеводородов обеспечивают потребность страны при существующих темпах добычи на 32-33 года.

Вместе с тем АО «Узкимёсаноат» проводится широкомасштабная работа по диверсификации промышленного производства и освоению новых видов продукции с высокой добавленной стоимостью на основе глубокой переработки минерально-сырьевых ресурсов.

В частности, введено в строй новое производство NPK-удобрений мощностью 240 тысяч тонн в год на базе Самаркандского химического завода. В перспективе в рамках развития химической отрасли предусматривается доведение производства сложных минеральных удобрений до одного миллиона тонн в год. При этом планируется построить дополнительные мощности по производству моноаммонийфосфата (МАФ), серной и экстрационной фосфорной кислот.

А с созданием специальной индустриальной зоны «Ангрен» в Ташкентской области появилась уникальная возможность реализовать проект «Организация производства 100 тысяч погонных метров конвейерных лент, 200 тысяч штук сельскохозяйственных и 3 миллионов штук автомобильных шин». Ввод объекта в эксплуатацию позволит не только обеспечить шинами местного автопроизводителя — «GM-Uzbekistan», но и экспортировать продукцию в соседние страны, а также создать дополнительные квалифицированные рабочие места.

Руководством страны в целях осуществления структурных преобразований в экономике, модернизации и диверсификации химической

промышленности, обеспечения более глубокой переработки богатых запасов минерально-сырьевых ресурсов, расширения объемов и номенклатуры готовой экспортоориентированной химической продукции и широкого привлечения для этих целей иностранных инвестиций утверждена Программа развития химической промышленности до 2020 года, согласно которой предполагается реализовать 23 проекта на общую сумму 2,65 миллиарда долларов.

В результате будут организованы производства 15 новых видов продукции — ПВХ, автошин, конвейерных лент, сельхозшин, технического углерода, сульфата калия, синтетических моющих средств, гидроксида калия и других. Это позволит обеспечить диверсификацию производимой продукции. В частности, доля нетуковой продукции к 2019 году по сравнению с 2014 годом увеличится с 25 процентов до 37 процентов, а начиная с 2021 года превысит 50 процентов.

Выпуск товарной продукции к 2020 году должен составить около 1,8 миллиарда долларов, с ростом в 2 раза к 2016 году.

Для дальнейшей стабилизации и прироста запасов сырья и создания надежной ресурсной базы на долгосрочную перспективу компания разработала «Концепцию развития нефтегазовой отрасли Узбекистана на период до 2030 года». В частности, реализуется программа поиска и разведки тяжелой нефти и битумов в Ферганском и Сурхандарьинском регионах, в том числе на площади Бешарча (хребет Бабатаг) и в Корсаглы-Дасманагинской зоне. По итогам реализации концепции ожидается прирастить запасы нефти в объеме более 130 млн тонн, газового конденсата – более 100 млн тонн и природного газа – 2,4 трлн кубометров

### **Технико-экономическое обоснование**

Для быстрого темпа развития народного хозяйства и укрепления материально-технической базы в независимой Республике Узбекистан нужно расположить рационально производственные предприятия.

В рыночной экономике одним из важнейших условий быстрого темпа развития народного хозяйства считается построения производственных объектов в близи к сырью и потребителем что снижает затраты на транспортировку сырья и продукции.

На рациональное расположение нефти и газоперерабатывающих предприятиях влияют очень многие факторы. Но не один фактор не влияет если брать их по отдельности.

В недалеком прошлом именно наличием нефти определялось местонахождение перерабатывающего завода. Выбор удобного расположения производственного предприятия приводит к экономии финансовых средств, повышению рентабельности, и снижению себестоимости.

С течением времени требование о наличии сырьевых ресурсов в непосредственной близости от нефтеперерабатывающего завода перестало быть обязательным. Широкое развитие транспорта, в особенности трубопроводного, сделало экономически целесообразной передачу нефти на большое расстояние.

При выборе конкретной точки строительства нефтеперерабатывающего завода в пределах района немаловажную роль играет, конечно, наличие энергетических ресурсов, обеспеченность рабочей силой и другие факторы.

Характер предлагаемой местности для строительства состоит из следующих: Добыча, переработка, производства топлива и масел осуществляется на Бухарском НПЗ.

Известно, что г. Бухара является густонаселенным регионом и есть возможность создать без комплексную производственную инфраструктуру.

## **Характеристика исходного сырья и готовой продукции**

### **Изучение процесса очистки нефти от воды и солей.**

Добытая из промысловых скважин нефть содержит попутный газ, песок, ил, кристаллы солей, а также воду, в которой растворены соли, преимущественно хлориды натрия, кальция и магния, реже - карбонаты и сульфаты. Обычно в начальный период эксплуатации месторождения добывается безводная или малообводненная нефть, но по мере добычи ее обводненность увеличивается и достигает до  $(94 \pm 4) \%$ . Очевидно, что такую "грязную" и сырую нефть, содержащую к тому же легколетучие органические (от метана до бутана) и неорганические ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать на НПЗ без ее тщательной промышленной подготовки.

Наличие в нефти указанных веществ оказывает вредное влияние на работу оборудования нефтеперерабатывающих заводов:

1) при большом содержании воды повышается давление в аппаратуре установок перегонки нефти, снижается их производительность, возрастает расход энергии;

2) отложение солей в трубах печей и теплообменников требует их частой очистки, уменьшает коэффициент теплопередачи, вызывает сильную коррозию;

3) накапливаясь в остаточных нефтепродуктах (мазуте, гудроне) ухудшают их качество.

### **Вредные примеси в нефти**

Присутствие пластовой воды в нефти удорожает её транспортировку. Повышает энергозатраты на испарение воды и конденсацию паров. Кроме того, присутствие балластной воды повышает вязкость нефтяной системы, вызывает опасность образования кристаллогидратов при пониженной температуре. Пластовые воды, добываемые с нефтью, содержат, как правило,

значительное количество растворимых минеральных солей, растворимые газы, химические соединения, образующие неустойчивые коллоидные растворы (золи), твёрдые неорганические вещества, нерастворимые в воде и находящиеся во взвешенном состоянии.

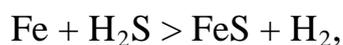
Механические примеси нефти, состоящие из взвешенных в ней высокодисперсных частиц песка, глины, известняка и других пород, адсорбируясь на поверхности глобул воды, способствуют стабилизации нефтяных эмульсий. Образование устойчивых эмульсий приводит к увеличению эксплуатационных затрат на обезвоживание и обессоливание промысловой нефти, а также оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Так, при отделении пластовой воды от нефти в отстойниках и резервуарах часть нефти сбрасывается вместе с водой в виде эмульсии, что загрязняет сточные воды. Та часть эмульсии, которая улавливается в ловушках, собирается и накапливается в земляных амбарах и нефтяных прудах, образуя так называемые "амбарные" нефти, которые не находят рационального применения или утилизации. При большом содержании механических примесей усиливается износ труб и образование отложений в нефтеаппаратах, что приводит к снижению коэффициента теплопередачи и производительности установок.

Ещё более вредное воздействие, чем вода и механические примеси, на переработку нефти соли - хлориды, которые попадают в нефть вместе с эмульгированной водой. Особенно Ca и Mg. При их гидролизе (даже при низкой температуре) образуется соляная кислота. Под действием соляной кислоты происходит разрушение (коррозия) металла аппаратуры технологических установок. Особенно интенсивно разъедается продуктами гидролиза хлоридов конденсационно-холодильная аппаратура перегонных установок. Кроме того, соли, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах - мазуте, гудроне и коксе, ухудшают их качество.

Наибольшей способностью к гидролизу обладает  $MgCl_2$ . Гидролиз  $MgCl_2$  протекает по следующим уравнениям:



При наличии  $\text{H}_2\text{S}$ , образующегося в результате разложения сернистых соединений нефти, и в сочетании с кислотой происходит сильная коррозия аппаратуры:



Хлорид железа переходит в водный раствор, а сероводород вновь реагирует с железом.

Таким образом, при совместном присутствии в нефтях хлоридов металлов и сероводорода во влажной среде происходит взаимно инициируемая цепная реакция разъедания металла. При отсутствии или малом содержании в нефтях хлористых солей интенсивность коррозии значительно ниже, поскольку образующаяся защитная пленка из сульфида железа частично предохраняет металл от дальнейшей коррозии. При снижении концентрации солей в нефти с 40-50 до 3-5 мг/дм<sup>3</sup> межремонтный пробег установки прямой перегонки нефти увеличивается с 100 до 500 суток и более. Уменьшается коррозия аппаратуры, снижаются расходы катализаторов в каталитических процессах, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

### **Подготовка нефти к переработке на промыслах**

Нефть подготавливается к переработке в два этапа - на нефтепромысле и на нефтеперерабатывающем предприятии. В задачу подготовки к переработке на обоих этапах входит отделение от нефти примесей. На нефтепромыслах эксплуатируются различные системы сбора и подготовки нефти. На смену негерметизированным схемам, эксплуатация которых была связана с потерями газа и легких фракций нефти, пришли экологически более безопасные герметизированные системы сбора, очистки и хранения. На стадии промысловой подготовки нефти от неё отделяют основное количество попутного газа, пластовую воду и механические примеси.

Сырая нефть из группы скважин поступает в трапы-газосепараторы, где за счет последовательного снижения давления попутный газ отделяется от жидкости (нефть и вода), затем частично освобождается от увлеченного конденсата в промежуточных приемниках и направляется на газоперерабатывающий завод (или закачивается в скважины для поддержания в них пластового давления). Попутные и растворённые газы отделяются от нефти в системе трапов - газосепараторов за счёт последовательного снижения давления - от давления в скважине до атмосферного давления. После этого в нефти остаются ещё растворённые газы (массовая доля до 4 %). В трапах одновременно с отделением газа происходит и отстой сырой нефти от механических примесей и основной массы промысловой воды. Эти аппараты на промыслах называются отстойниками. Отсюда нефть поступает на промысловые электрообессоливающие установки, где происходит частичное отделение от механических примесей, которые затрудняют транспортировку нефти по трубопроводам и переработку, вызывая эрозию внутренней поверхности труб, отложения в аппаратуре, что в свою очередь приводит к снижению коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков перегонки (мазутов, гудронов), содействует образованию стойких эмульсий.

После трапов-газосепараторов в нефтях остаются еще растворенные газы в количестве до 4 % мас. Далее нефть из газосепараторов поступает в отстойные резервуары, из которых она направляется на установку подготовки нефти (УПН), включающую процессы ее обезвоживания, обессоливания и стабилизации. После промысловой подготовки в зависимости от категории содержание солей в нефти снижается до 40-3600 мг/дм<sup>3</sup> при остаточном содержании воды 0,2-1,0 % (мас). Окончательное обезвоживание и обессоливание нефти проводится на нефтеперерабатывающем заводе до содержания солей не более 5 мг/л и воды не более 0,2 % (мас).

## **Общее описание основных методов обессоливания и обезвоживания нефтей.**

В основе процесса обезвоживания лежит разрушение нефтяной эмульсии, которая образуется при смешении с пресной водой нефти, эмульсия далее подвергается расслаиванию. При обессоливании обезвоженную нефть смешивают с пресной водой, создавая искусственную эмульсию (но с низкой соленостью), которую затем разрушают. Вода очищается на установке и снова закачивается в пласт для поддержания пластового давления и вытеснения нефти. В связи с продолжающимся укрупнением и комбинированием технологических установок и широким применением каталитических процессов требования к содержанию хлоридов металлов в нефтях, поступающих на переработку, неуклонно повышаются. При снижении содержания хлоридов до  $5 \text{ мг/дм}^3$  из нефти почти полностью удаляются такие металлы, как железо, кальций, магний, натрий и соединения мышьяка, а содержание ванадия снижается более чем в два раза, что исключительно важно с точки зрения качества реактивных и газотурбинных топлив, нефтяных коксов и других нефтепродуктов. На современных отечественных НПЗ считается вполне достаточным обессоливание нефтей до содержания хлоридов от 3 до  $5 \text{ мг/дм}^3$  и воды до 0,1 % мас.

Чистая нефть, не содержащая неуглеводородных примесей, особенно солей металлов, и пресная вода взаимно нерастворимы, и при отстаивании эта смесь легко расслаивается. Однако при наличии в нефти таковых примесей система нефть-вода образует трудноразделимую нефтяную эмульсию.

### **Водонефтяные дисперсные системы и их свойства**

Эмульсия - это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или малосмешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул) диаметром, превышающим 0,1 мкм.

Различают следующие типы нефтяных эмульсий: нефть в воде (гидрофильная или эмульсия прямого вида) и вода в нефти (гидрофобная или эмульсия обратного типа). В первом случае капли нефти распределены в водной дисперсионной среде, во втором - дисперсию сразу образуют капли воды, а дисперсионной средой является нефть.

Образование эмульсий связано с поверхностными явлениями на границе раздела фаз дисперсной системы, прежде всего поверхностным натяжением и силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности.

Вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, называются эмульгаторами; вещества, разрушающие поверхностную адсорбционную пленку стойких эмульсий - деэмульгаторами.

Эмульгаторами обычно являются полярные вещества нефти, такие, как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси. Установлено, что в образовании стойких эмульсий принимают участие также различные твердые углеводороды, парафины и церезины нефтей. Тип образующейся эмульсии в значительной степени зависит от свойств эмульгатора: эмульгаторы, обладающие гидрофобными свойствами, образуют эмульсию типа вода в нефти, то есть гидрофобную, а эмульгаторы гидрофильные, гидрофильную эмульсию типа нефть в воде. Следовательно, эмульгаторы способствуют образованию эмульсии того же типа, что и тип эмульгатора. При наличии эмульгаторов обоих типов возможно обращение эмульсий, то есть переход из одного типа в другой. Этим явлением пользуются иногда при разрушении эмульсий.

На НПЗ поступают эмульсии воды в нефти. Они являются весьма стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием одной только силы тяжести. Поэтому необходимо создать условия, при которых возможно укрупнение, слияние глобул воды при их столкновении и

выделение из нефтяной среды. Чем благоприятнее условия для передвижения капель, тем легче разрушаются эмульсии.

Различные нефти обладают разной склонностью к образованию эмульсии (эмульсионность) и по этому показателю, измеряемому в процентах, они разделяются на три группы: высокоэмульсионная (эмульсионность от 80 до 100 %), промежуточная (эмульсионность 40 %), низкоэмульсионная (эмульсионность 1,3-8,0 %). Оценка эмульсионности нефтей позволяет выбирать оптимальный режим и схему процесса их обезвоживания и обессоливания.

### **Методы разрушения водонефтяных эмульсий**

Эмульсии подвергают различным воздействиям, направленным на укрупнение капель воды, увеличение разности плотностей (движущая сила расслоения), снижение вязкости нефти.

Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы:

- 1) гравитационный отстой нефти;
- 2) горячий отстой нефти;
- 3) подогрев эмульсии (термообработка);
- 4) введение в неё деэмульгатора (химическая обработка);
- 5) применение электрического поля (электрообработка).

Обычно применяют сочетание ряда методов воздействия на эмульсию. Так, комбинирование обеспечивает наиболее быстрое и эффективное расслоение эмульсии. На практике в основном применяется сочетание термодинамического и электрического способов разрушения эмульсии.

Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары большой ёмкости и выдерживают определённое время (48 часов и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием силы тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в

виде слоя подтоварной воды. Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти - малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти.

Более эффективен горячий отстой обводнённой нефти, когда за счёт предварительного нагрева нефти до температуры  $(60 \pm 10) ^\circ\text{C}$  значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является малая эффективность.

Эффективность механического разделения эмульсии можно существенно повысить, если вместо сил гравитации использовать центробежную силу, т.е. подвергать эмульсию центрифугированию. Скорость осаждения частицы в центрифуге всегда больше, чем скорость свободного осаждения под действием силы тяжести. Но этот метод не нашёл применения в промышленности из-за сложности аппаратного оформления.

Тепловая обработка эмульсий заключается в подогреве до оптимальной для данной нефти температуры  $(105 \pm 45) ^\circ\text{C}$  в зависимости от ее плотности, вязкостно-температурной характеристики, типа эмульсии и давления в электродегидраторе или отстойнике 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 и, во-вторых, возрастанию скорости осаждения капель воды в результате снижения вязкости и плотности нефти, тем самым уменьшению требуемого расхода деэмульгатора.

Выбор температуры определяется в первую очередь свойствами самой нефти: для лёгких маловязких нефтей во избежание выкипания нефти применяют более низкие температуры, а для тяжелых - более высокие в сочетании с повышением давления. Оптимальной температурой обессоливания следует считать от 100 до 120  $^\circ\text{C}$  (прикамская,

мангышлакская, туркменская нефти). Температуры от 120 °С до 140 °С - для тяжелых, вязких нефтей (арланская). Обычно как оптимальную в дегидрататорах подбирают такую температуру, при которой вязкость нефти составляет от двух до четырёх сСт. Многие нефти достаточно хорошо обессоливаются при температуре от 70 до 90 °С. 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 электродегидрататоров рассчитаны на давление до 1,8 МПа.

Наряду с повышением температуры используют и введение деэмульгатора, который адсорбируясь на границе раздела фаз, диспергирует и пептизирует скопившиеся вокруг капелек природные эмульгаторы и тем самым резко снижает структурно-механическую прочность "бронирующих" слоёв.

При совместном воздействии температуры и деэмульгаторов происходит интенсивное слияние капелек воды в более крупные капли, способные под воздействием силы тяжести достаточно быстро выпадать в осадок и отделяться от нефти.

Деэмульгаторы - это специально синтезированные химические соединения, к которым предъявляются следующие требования:

- способность не изменять свойства нефти и не реагировать с молекулами воды;
- высокая деэмульгирующая способность при малых расходах;
- простота извлечения из сточной воды, отделённой от нефти;
- нетоксичность, инертность по отношению к оборудованию, невысокая стоимость, доступность.

Существует два типа деэмульгаторов - неэлектролитные и коллоидного типа.

К неэлектролитным деэмульгаторам относятся органические вещества (бензол, спирты, керосин), растворяющие эмульгаторы нефти и снижающие при этом её вязкость. Это способствует быстрой коалесценции капель воды и их осаждению. Их используют главным образом в лабораторной и исследовательской практике. В промышленной технологии обезвоживания нефти неэлектролиты не применяют из-за большого расхода и высокой стоимости, а также из-за сложности их отделения от нефти после осаждения воды.

Наиболее широко в промышленности используют поверхностно-активные вещества (ПАВ) - коллоидного типа. Они бывают трёх видов: анионоактивные, катионоактивные и неионогенные, то есть не образующие ионов в воде.

Анионоактивные (сульфанол, карбоновые кислоты) в присутствии воды диссоциируют на отрицательно заряженные ионы углеводородной части и положительные ионы металла и водорода.

Катионоактивные в присутствии воды распадаются на положительно заряженный радикал и отрицательно заряженный остаток кислоты. В качестве деэмульгаторов используются редко.

Неионогенные нашли самое широкое применение в технологии обезвоживания нефтей.

ПАВ обладают по сравнению с содержащимися в нефтях природными эмульгаторами более высокой поверхностной активностью. Разрушение нефтяных эмульсий применением ПАВ может быть результатом:

- 1) адсорбционного вытеснения с поверхности глобул воды эмульгатора, стабилизирующего эмульсию;
- 2) образования нестабильных эмульсий противоположного типа;
- 3) химического растворения адсорбционной пленки.

Происходит дестабилизация водонефтяной эмульсии. Образовавшиеся из стойких нестойкие эмульсии затем легко коалесцируют в крупные глобулы воды и осаждаются из дисперсионной среды (нефти). Именно стадия

дестабилизации является лимитирующей суммарный процесс обезвоживания и обессоливания нефти. Она состоит, в свою очередь, из двух этапов:

а) доставки деэмульгатора на поверхность эмульсии, то есть транспортной стадии, являющейся диффузионным процессом;

б) разрушения бронирующей оболочки, образованной эмульгатором нефти, или кинетической стадии.

Неионогенные деэмульгаторы по растворимости в воде условно можно разделить на водорастворимые, нефтерастворимые и водонефтерастворимые.

Водорастворимые деэмульгаторы применяют в виде одно-двух процентных водных растворов. Они частично вымываются дренажной водой, что увеличивает их расход на обессоливание. К водорастворимым относятся оксиэтилированные жидкие органические кислоты (ОЖК), алкилфенолы (ОП-10 и ОП-30), органические спирты (неонол, оксанол, синтанол). Эти вещества на  $(80 \pm 5)$  % растворимы в воде.

Для синтеза ОЖК используется кубовый остаток синтетических жирных кислот (СЖК) с числом углеродных атомов более 20 или 25. Деэмульгирующая активность и физические свойства (температура застывания, вязкость, плотность и др.) образцов ОЖК зависят от числа групп ОЭ (в пределах от 14 до 25 на одну молекулу ОЖК), вязкость и температура застывания ПАВ снижаются, а плотность и деэмульгирующая его способность повышаются. Среди ОЖК более эффективен деэмульгатор, синтезированный из кислот  $> C_{25}$ , с содержанием окиси этилена  $(62,5 \pm 2,5)$  %.

Оксиэтилированные алкилфенолы (ОП- 10) представляют собой продукты оксиэтилирования моно- и диалкилфенолов. По сравнению с ОЖК деэмульгатор ОП-10 менее универсален и применяется для деэмульгирования ограниченного числа нефтей.

К водонефтерастворимым относятся блок-сополимеры этилен и пропиленоксидов (диссольван 4411, проксанолы 186 и 305, сепарол WF-25 и др.). Они на  $(45 \pm 15)$  % переходят в дренажную воду. Отечественные блок-

сополимеры полиоксиалкиленов являются наиболее эффективными и универсальными деэмульгаторами. Высокая их деэмульгирующая эффективность обуславливается, по-видимому, тем, что гидрофобная часть (оксипропиленовая цепь) ПАВ направлена не в глубь нефтяной фазы, как у обычных деэмульгаторов типа ОЖК, а частично распространено вдоль межфазной поверхности эмульсии. Именно этим объясняется очень малый расход деэмульгаторов из блоксополимеров в процессах обезвоживания и обессоливания нефтей от 10 до 30 г/т. В нашей стране для промышленного применения рекомендованы следующие типы блоксополимеров: 186 и 305 на основе пропиленгликоля; 157, 385 на основе этилендиамина (дипроксамин 157); 116 и 226 на основе синтетических жирных кислот и 145 и 295 ?на основе двухатомных фенолов. Деэмульгирующая активность и физико-химические свойства блоксополимеров оксиалкиленов существенно зависят от величины и соотношения гидрофильных и гидрофобных частей молекулы, а также от состава и строения исходных веществ. Так, расположение оксипропиленовых групп на концах молекулы делает ПАВ гидрофобными, с более низкой температурой застывания, по сравнению с ПАВ такого состава и молекулярной массы, но с расположением оксипропиленовых групп в центре молекулы.

Нефтерастворимые ПАВ образуют в нефти истинные или коллоидные растворы. Они на  $(12,5 \pm 2,5) \%$  переходят в воду. К таким деэмульгаторам относятся дипроксамин 157, оксафоры 1107 и 43, прохинор 2258, прогалит. Все эти деэмульгаторы имеют высокую молярную массу от 91,5 до 3,3 тысяч, высокую плотность примерно  $1000 \text{ кг/м}^3$  и высокую вязкость. Нефтерастворимые деэмульгаторы более предпочтительны, поскольку:

- они легко смешиваются (даже при слабом перемешивании) с нефтью, в меньшей степени вымываются водой и не загрязняют сточные воды;
- их расход практически не зависит от обводненности нефти;
- оставаясь в нефти, предупреждают образование стойких эмульсий и их "старение";

- обладают ингибирующими коррозию металлов свойствами;
- являются легкоподвижными жидкостями с низкой температурой застывания и могут применяться без растворителя, удобны для транспортирования и дозировки.

Синтезировано у нас и за рубежом большое число высокоэффективных деэмульгаторов. Из деэмульгаторов ФРГ, применяемых в нашей стране, высокой деэмульгирующей активностью обладают диссольваны 4400, 4411, 4422 и 4433, представляющие собой 65 процентные растворы ПАВ в воде или метиловом спирте, которые синтезированы на основе алкиленгликолей, а также сепарол, бескол, прокалит и др. Характерно, что деэмульгаторы американских и английских фирм "Петролит", "Третолит" и других в большинстве случаев плохо растворимы в воде, по эффективности близки к диссольвану и применяются в виде растворов в ароматических углеводородах, выкипающих в пределах 160 ? 240°С. Высокой деэмульгирующей активностью обладают деэмульгаторы Голландии, Франции, Италии, Японии и др.

При обезвоживании нефти на промыслах методом "трубного деэмульгирования" используют в присутствии деэмульгатора гидрозинемические эффекты, возникающие при турбулентном движении эмульсионной нефти по трубопроводам, успешно сочетая их с отстоем в трубопроводах.

Термохимические методы разрушения эмульсии применяются в сочетании с электрохимическими, то есть с созданием сильного электрического поля с частотой переменного тока, равной 50 и высоким напряжением от 15 до 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. Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры  $(60 \pm 10) ^\circ\text{C}$ .

### **Обессоливание нефтей**

Наряду с обезвоживанием необходимо глубокое обессоливание нефти. Все упомянутые выше факторы способствуют интенсификации выделения воды из эмульсии, но не влияют на засоленность остающихся после обезвоживания капель воды в нефти. С целью достижения не только глубокого обезвоживания, но и обессоливания нефти используют промывку нефти свежей пресной водой. Роль этой промывной воды двояка. С одной стороны, смешиваясь с солёными каплями воды эмульсии, она разбавляет их и уменьшает концентрацию солей в них, а с другой стороны, турбулизирует поток нефтяной эмульсии, способствуя также коалесценции капель, т.е. оказывает гидромеханическое воздействие на эмульсию.

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 подаче промывной воды только 1 % участвует в разбавлении капель солёной воды, находящейся в эмульсии, а остальное количество промывной воды является только турбулизатором, поэтому подаётся до 1 % пресной воды и от 4 до 5% рециркулирующей, уже использованной от массы нефти, что позволяет в 5-6

раз снизить количество сбрасываемой сточной солёной и загрязнённой воды и уменьшить мощности по её обезвоживанию. 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: свежая вода поступает на вход последней ступени, а дренажная выводится из первой. Число ступеней (1, 2 или 3) обессоливания нефти определяется свойствами исходной эмульсии и содержанием в ней солей.

### **Обессоливание и обезвоживание нефтей на НПЗ (ЭЛОУ)**

Основная масса промысловой воды и растворённых в ней солей, механических примесей отделяются на промыслах. Окончательное обезвоживание и обессоливание проводят на НПЗ на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ). Современная ЭЛОУ может быть как автономной, так и блоком в комплексе с установкой дистилляции нефти.

На НПЗ эксплуатируется около 100 ЭЛОУ трех основных типов в зависимости от типа электродегидраторов и характера их связи с нефтеперегонными установками.

Первый тип - отдельно стоящие электрообессоливающие установки, построенные в сороковых годах. На этих установках мощностью 0,6-1,2 млн. т/год обессоливание нефти осуществляют обычно в одну (реже в две) электрическую ступень в двенадцати вертикальных электродегидраторах объемом по 30 м<sup>3</sup> каждый. Нагрев нефти осуществляют водяным паром. Как правило, такие ЭЛОУ не связаны жестко с АВТ, поэтому после ЭЛОУ нефть охлаждают, сбрасывают в промежуточный резервуар, откуда она сырьевым насосом АВТ подается на перегонку.

Второй тип - в основном двухступенчатые ЭЛОУ производительностью два-три млн. т/год, обычно комбинированные с АТ или АВТ. В состав ЭЛОУ входят шаровые электродегидраторы объемом 600 м<sup>3</sup>,

по одному аппарату в ступени. На большинстве таких установок нагрев нефти осуществляют не водяным паром, а за счет тепла продуктов перегонки нефти. Обессоленная нефть после ЭЛОУ не охлаждается, а минуя промежуточный резервуар, поступает на прием сырьевого насоса АВТ.

Третий тип -- двухступенчатые (иногда трехступенчатые) блоки ЭЛОУ, комбинированные с АТ или АВТ, в состав которых входят созданные в конце шестидесятых годов горизонтальные электродегидраторы, рассчитанные на давление до 1,8 МПа и температуру до 160 °С. Здесь нагрев нефти осуществляют также за счет тепла продуктов перегонки. Кроме того, отсутствует промежуточный сырьевой насос. Такие современные блоки ЭЛОУ входят в состав установок ЭЛОУ-АВТ или АТ мощностью от трёх до девяти млн. т/год.

### **Электродегидраторы** (Конструкция. Принцип действия)

Основными аппаратами этих установок являются электродегидраторы, где, кроме электрообработки нефтяной эмульсии, осуществляется и отстой (осаждение) деэмульгированной нефти, т.е. он является одновременно отстойником. Существуют различные конструкции электродегидраторов, различающиеся по форме, габаритам и внутреннему устройству. Независимо от конструкции электрическое поле в них создаётся между подвешенными примерно на половине высоты аппаратов горизонтальными электродами, к которым подводится высокое напряжение от 33 до 44 кВ. Электроды представляют собой горизонтальные решётки, сваренные из металлических прутков диаметром 15-18 мм, с окном решётки 150x150 мм или 200x200 мм. Одна из решёток соединена с корпусом аппарата (нулевой электрод), а к другому подведено высокое напряжение. Расстояние между электродами в зависимости от конструкции аппарата колеблется в пределах от 120 до 400 мм, напряжённость электрического поля в пределах один-три кВ/см. Ввод сырья в электродегидратор и вывод из него осуществляются через расположенные в нижней и верхней частях аппарата

трубчатые перфорированные распределители (маточники), обеспечивающие равномерное распределение восходящего потока нефти. В нижней части электродегидратора между распределителем и электродами поддерживается определенный уровень воды, содержащей деэмульгатор, где происходит термохимическая обработка эмульсии и отделение наиболее крупных капель воды. В зоне между зеркалом воды и плоскостью нижнего электрода нефтяная эмульсия подвергается воздействию слабого электрического поля, а в зоне между электродами воздействию электрического поля высокого напряжения. Обезвоженная нефть выводится из верхней части электродегидратора, выделившаяся из нефти вода выводится из нижней части. Принцип действия электродегидратора: при попадании нефтяной эмульсии в электрическое поле, частицы воды, заряженные отрицательно, перемещаются внутри элементарной капли, придавая ей грушевидную форму, острый конец которой обращён к положительно заряженному электроду. С переменной полярности электродов капля вытягивается острым концом в противоположную сторону. Если частота переменного тока равна 50 Гц, то капля будет изменять свою конфигурацию 50 раз в секунду. Под воздействием сил притяжения отдельные капли, стремящиеся к положительному электроду, сталкиваются друг с другом, и при достаточно высоком потенциале заряда происходит пробой диэлектрической оболочки каплей. В результате мелкие капли воды сливаются и укрупняются, что способствует их осаждению в электродегидраторе. Но процесс электроосаждения бессильен против очень мелких частиц жидкости. Капли размером в микрон окружает бронирующая оболочка, состоящая из твёрдых частиц, например, пыли, препятствующая слиянию и увеличению капель. Эту проблему решают с помощью деэмульгатора. Раствор ПАВ постоянно прокачивается в поток эмульсии и, подобно жидкости для мытья посуды, помогает избавиться от трудновыводимой грязи

Эксплуатируется несколько типов дегидраторов:

1) вертикальные объемом 30 м<sup>3</sup> - устаревшие, небольшой производительности (1,5 млн. т/год), вследствие их малого объема, устанавливаются параллельно в каждой ступени от 6 до 12 аппаратов, что затрудняет равномерное распределение потоков нефти и воды и усложняет их обслуживание;

2) шаровые ЭДШ-600 объемом 600 м<sup>3</sup>. Они вошли в состав установок ЭЛОУ, совмещённых с установками первичной перегонки нефти. Недостатком шаровых электродегидраторов, несмотря на их высокую производительность, является невозможность осуществлять их жесткую связь с перегонными установками, так как они рассчитаны на сравнительно низкое давление от 0,6 до 0,7 МПа). Строить же их на более высокое давление сложно и дорого. Даже при таком низком давлении толщина стенки электродегидратора из-за большого их диаметра составляет 24 мм. При более высоком давлении толщина стенки должна быть еще больше. Кроме этого, шаровые электродегидраторы из-за своего большого диаметра не могут доставляться железнодорожным и другими видами транспорта в собранном виде к месту их установки и требуют подетальной сборки сегментов на месте их монтажа. Сборка сегментов на заводах-изготовителях по этой причине исключена.

3) горизонтальные. Современные блоки ЭЛОУ комплектуются высокоэффективными горизонтальными электродегидраторами, рассчитанными на давление 1800000 Па, что позволяет комбинировать их с установками АТ или АВТ. Электрическое поле в них создается между горизонтальными электродами, подведенными на изоляторах на середине высоты электродегидратора. В зависимости от величины подаваемого на электроды напряжения (22, 33 или 44 кВ) и расстояния между электродами (120-400 мм) напряженность электрического поля меняется в пределах 100-300 кВ/м. Водонефтяную эмульсию вводят в межэлектродную или под электродную зоны, либо одновременно -- в обе зоны.

В последнем случае электродегидратор оборудован дополнительным (третьим) электродом. В настоящее время на НПЗ эксплуатируются 3 модификации электродегидраторов: 2 ЭГ160 --двухэлектродный с вводом нефти в под электродную зону; 2 ЭГ160/3 -- трехэлектродный с вводом нефти в зону между нижним и средним электродами; 2ЭГ160-2 -- трехэлектродный с вводом нефти совместно в зону между нижним и средним электродами и в подэлектродную зону. Четвертая модификация горизонтальных электродегидраторов 2 ЭГ160-2М -- трехэлектродный, с отдельными регулируемым по потокам вводами нефти.

### **Горизонтальный электродегидратор**

Более эффективными оказались горизонтальные электродегидраторы с нижним вводом сырья. 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 сечения (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;

Нефть в электродегидратор поступает через штуцер 1 и далее в распределительный коллектор 2 в нижнюю часть электродегидратора под слой дренажной соленой воды. Распределитель сырья представляет собой коллектор, проходящий по всей длине аппарата, с присоединенными к нему горизонтальными перфорированными отводами. В верхней части аппарата устанавливается сборник обессоленной нефти 5, конструктивно выполненный примерно так же, как и распределитель сырой нефти. Обессоленная нефть выводится через штуцер 6. Такое расположение

распределителя сырья и сборника обессоленной нефти позволяет потоку сырой нефти (эмульсии) двигаться вертикально вверх по всей ширине аппарата с равномерной скоростью, а это обеспечивает наибольшее число соударений капелек дисперсной фазы, движущейся вверх с капельками воды, оседающими вниз, в каждой единице активного объема в единицу времени. Электроды, верхний 4 и нижний 3, расположенные в средней части электродегидратора и проходящие через всю его длину, крепятся к корпусу аппарата с помощью подвесных изоляторов 8, выполненных из фарфоровых гирлянд. Дренаж воды из электродегидратора производится через дренажный коллектор 9 и штуцер 10 автоматически по уровню, для чего каждый аппарат обеспечивается системой непрерывного дренирования воды по уровню

Основным фактором, лимитирующим производительность электродегидраторов, является линейная скорость подъема нефти. Скорость движения нефти вверх не должна превышать скорость оседания диспергированных в ней капель, в противном случае, капли будут увлекаться потоком нефти и вместе с ней уходить в верхнюю часть электродегидратора

### **Технология обезвоживания и обессоливания нефти**

Технико-экономические показатели ЭЛОУ значительно улучшаются при применении более высокопроизводительных электродегидраторов за счет уменьшения количества теплообменников, сырьевых насосов, резервуаров, приборов КИПА 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). Так, комбинированный с установкой первичной перегонки нефти (АВТ) ЭЛОУ с горизонтальными электродегидраторами типа 2ЭГ-160, по сравнению с отдельно стоящей ЭЛОУ с шаровыми, при одинаковой производительности (6 млн. т/г) имеет примерно в 1,5 раза меньшие капитальные затраты, эксплуатационные расходы и себестоимость обессоливания. В последние годы за рубежом и в нашей стране новые АВТ или комбинированные установки строятся только с

встроенными горизонтальными электродегидраторами высокой единичной мощности. В настоящее время разработан и внедряется горизонтальный электродегидратор объемом 200 м<sup>3</sup> типа 2ЭГ-200 производительностью равной 560 м<sup>3</sup>/ч (D = 3,4 м и L = 23,5 м) и разрабатывается перспективная его модель с объемом 450 м<sup>3</sup> с улучшенной конструкцией электродов. Одновременно с укрупнением единичных мощностей происходило непрерывное совершенствование конструкции электродегидраторов и их отдельных узлов, заключающееся в улучшении интенсивности перемешивания нефти с деэмульгатором и водой, снижении гидравлического сопротивления, оптимизации места ввода нефти и гидродинамической обстановки, организации двойного или тройного ввода нефти и т.д.

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 дозировочные насосы малой производительности.

Сырая нефть насосом прокачивается через теплообменник, тепловые подогреватели и, нагретая до температуры (115 ± 5) °С, поступает в электродегидратор первой ступени. Перед сырьевым насосом в нефть вводится деэмульгатор, а после паровых подогревателей - раствор щёлочи. Введение раствора щёлочи для нефтей, с низким значением рН содержащейся в них воды, необходимо для обеспечения нейтральной среды, что положительно влияет на эффективность процесса. Кроме щёлочи и деэмульгатора в нефть добавляется отстоявшаяся вода, которая отводится из

электродегидратора второй ступени и закачивается в инжекционный смеситель. Предусмотрена, также подача свежей воды массой до  $(7,5 \pm 2,5) \%$  от массы нефти. В смесителе нефть равномерно перемешивается со щёлочью с водой.

Нефть поступает вниз электродегидратора через трубчатый распределитель. Обессоленная нефть выводится из электродегидратора сверху через коллектор. Благодаря такому расположению устройств ввода и вывода нефти обеспечивается равномерность потока по всему сечению аппарата.

Отстоявшаяся вода через дренажные коллекторы поступает в канализацию или дополнительные отстойники. Из электродегидратора первой ступени сверху не полностью обезвоженная нефть поступает в электродегидратор второй ступени, с верха которого обессоленная и обезвоженная нефть отводится с установки в резервуары. А на комбинированных установках нефть подогревается и подаётся в ректификационную колонну атмосферной перегонки. Основными технологическими параметрами процесса электрообессоливания нефти являются:

- температура и давление в электродегидраторах,
- расход промывной воды, расход деэмульгатора;
- также удельная производительность электродегидратора;
- содержание хлоридов и воды на входе выходе блока ЭЛОУ;
- содержание нефтепродукта в дренажной воде;
- содержание деэмульгатора в дренажной воде.

Как уже отмечалось, подогрев нефти до определенной оптимальной температуры снижает вязкость нефти, что облегчает седиментацию (осаждение) капель воды, способствует большей растворимости в нефти абсорбционных пленок и тем самым снижению их механической прочности. Одновременно при повышении температуры увеличивается скорость

движения капель и вероятность их столкновения, что в конечном результате ускоряет их коалесценцию.

В тоже время, с увеличением температуры растет упругость паров и соответственно повышается давление в аппаратах, резко увеличивается расход электроэнергии в электродегидраторах вследствие повышения электропроводности нефти, значительно усложняются работы проходных и подвесных изоляторов. Кроме того, повышение температуры влечет за собой дополнительные затраты на охлаждение дренируемой из электродегидраторов воды перед ее сбросом в канализацию. Для каждой нефти, в зависимости от ее свойств, имеется определенный технологический и технико-экономический оптимум температуры обессоливания

Процесс обессоливания нефти связан с большим потреблением воды. На НПЗ обычно используют технологические конденсаты водяного пара, обратную воду, то есть применяется замкнутый цикл водоворота. Для сокращения расхода пресной воды и количества стоков на многих ЭЛОУ пресную воду подают только на последнюю ступень, а затем повторно используют дренажную воду с последующей ступени для промывки нефти в предыдущей. Такая схема позволяет значительно (в два - три раза) снизить потребление пресной воды и количество загрязненных стоков без ущерба для качества обессоливания.

Дальнейшее сокращение расхода пресной воды и количества стоков на ЭЛОУ может быть достигнуто, если повторно использовать воду не только со ступени на ступень, но и внутри ступеней, т.е. при рециркуляции дренажной воды. В этом случае можно обеспечить глубокое обессоливание нефтей до остаточного содержания солей  $(2 \pm 1)$  мг/дм<sup>3</sup> при общем расходе пресной воды всего от одного до четырёх процентов (для труднообессоливаемых нефтей с высоким содержанием солей ? до семи процентов).

Все сточные воды НПЗ, содержащие нефтяные соли и загрязнения, должны выпариваться на специальных установках термического

обезвоживания стоков (УТОС) до сухого остатка. Полученный водный дистиллят используется для промывки нефти на ЭЛОУ, а твёрдый остаток неорганических солей подвергается захоронению в специальных емкостях.

На современных ЭЛОУ получают нефти с показателями:

- массовая концентрация солей, мг/дм<sup>3</sup>, не более 3-5 - массовая доля воды, %, не более 0,1 - массовая доля механических примесей, % отсутствуют.

## Описание технологической схемы

### Установка обессоливания и обезвоживания нефтей на НПЗ

Содержание солей в нефтях, поступающих на нефтеперерабатывающие заводы, обычно составляет 500 мг/л, а воды – в пределах 1% (масс.). На переработку же допускаются нефти, в которых содержание солей не превышает 20 мг/л и воды 0,1 % (масс.). Требования к ограничению содержания солей и воды в нефтях постоянно возрастают, так как только снижение содержания солей с 20 до 5 мг/л дает значительную экономию: примерно вдвое увеличивает межремонтный пробег атмосферно-вакуумных установок, сокращается расход топлива, уменьшается коррозия аппаратуры, снижается расход катализаторов, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

Большая часть воды и поступающих на НПЗ нефтях находится в виде эмульсии, образованной каплями воды с преобладающим диаметром 2 – 5 мкм. На поверхности капелек из нефтяной среды адсорбируются смолистые вещества, асфальтены, органические кислоты и их соли, растворимые в нефти, а также высокодисперсные частицы тугоплавких парафинов, ила и глины, хорошо смачиваемых нефтью. С течением времени толщина адсорбционной пленки увеличивается, возрастает ее механическая прочность, происходит старение эмульсии. Для предотвращения этого явления на многих промыслах в нефть вводят деэмульгаторы. Деэмульгаторы используют и при термохимическом, и при электрохимическом обезвоживании нефтей. Расход деэмульгаторов для каждой нефти определяется экспериментально – колеблется от 0,002 до 0,005 % (масс.) на 1 т нефти.

Разрушая поверхностную адсорбционную пленку, деэмульгаторы способствуют слиянию (коалесценции) капелек воды и более крупные капли, которые при отстае эмульсии отделяются быстрее. Этот процесс ускоряется при повышенных температурах (обычно 80-120<sup>0</sup> С), так как при этом

размягчается адсорбционная пленка и повышается ее растворимость в нефти, увеличивается скорость движения капелек и снижается вязкость нефти, т.е. улучшаются условия для слияния и оседания капель. Следует отметить, что при температурах более 120<sup>0</sup> С вязкость нефти меняется мало, поэтому эффект действия деэмульгаторов увеличивается незначительно.

Наиболее стойкие мелкодисперсные нефтяные эмульсии разрушаются с помощью электрического тока. При воздействии электрического поля капельки воды, находящиеся в неполярной жидкости, поляризуются, вытягиваются в эллипсы с противоположно заряженными концами и притягиваются друг к другу. При сближении капелек силы притяжения возрастают до величины, позволяющей сдвинуть и разорвать разделяющую их пленку. На практике используют переменный электрический ток частотой 50 Гц и напряжением 25 – 35 кВ. Процессу электрообезвоживания способствуют деэмульгаторы и повышенная температура. Во избежание испарения воды, а также в целях снижения газообразования электродегидраторы – аппараты, в которых проводится электрическое обезвоживание и обессоливание нефтей – работают при повышенном давлении. На НПЗ эксплуатируются электродегидраторы трех типов:

Цилиндрические вертикальные с круглыми горизонтальными электродами и подачей нефти в межэлектродное пространство; такие аппараты установлены на электрообессоливающих установках ЭЛОУ 10/2;

Шаровые с кольцевыми электродами и подачей нефти между ними; они нашли применение на установках ЭЛОУ 10/6 (производительностью 2 млн. т нефти в год);

Горизонтальные с прямоугольными электродами и подачей нефти в низ аппарата под слой отстоявшейся воды.

**Таблица 1. Характеристики электродегидратов приведены ниже:**

Показатели	Вертикаль- ный	Шаровой ЭДШ- 600	Горизонтальные	
			1ЭГ-160	2ЭГ-160
Диаметр, м	3	10,5	3,4	3,4
Объем, м <sup>3</sup>	30	600	160	160
Допустимая температура, °С	70-80	100	110	160
Расчетное давление, МПа	0,34	0,69	0,98	1,76
Производительность, т/ч	10-12	230-250	180-190	200-250
Напряжение между электродами, кВ	27-33	32-33	22-44	22-44
Напряженность электрического поля, кВ/см	2-3	2-3	1,0-1,5	1,0-1,5

Электрообессоливающие установки проектируют двухступенчатыми: в электродегидрататорах 1 ступени удаляется 75 – 80% (масс.) соленой воды и 95 – 98%(масс.) солей, а в электродегидрататорах 2 ступени – 60 – 65% (масс.) оставшейся эмульсионной воды и примерно 92% (масс.) оставшихся солей. Число устанавливаемых электродегидрататоров при двухступенчатом обессоливании зависит от объема и качества (т.е. содержания воды, солей и стойкости эмульсий) обрабатываемой нефти, от типа и производительности аппарата. Для современных электрообессоливающих установок проектируют только горизонтальные электродегидрататоры, которые входят в состав комбинированных установок ЭЛОУ – АТ и ЭЛОУ – АВТ. Преимуществами горизонтальных аппаратов являются: большая площадь электродов, следовательно, и большая удельная производительность ( объем нефти на единицу сечения аппарата); меньшая вертикальная скорость движения нефти, а значит, и лучший отстой воды; возможность проведения процесса при более высоких температурах давлениях. Подача сырой нефти в низ аппарата обеспечивает ее дополнительную промывку и прохождение через два электрических поля: слабое – между зеркалом воды и нижнем электродом и

сильное – между электродами. Повышение напряжения между электродами сверх допустимого (22-44 кВт) нежелательно, так как это вызывает обратный эффект – диспергирование капелек воды и увеличение стойкости эмульсии.

Аппараты и технологические потоки на двухступенчатой обессоливающей установке с горизонтальными электродегидраторами показаны на схеме 1-2. Сырая нефть насосом 1 прокачивается через теплообменник 2, паровые подогреватели 3 ( на комбинированной установке ЭЛОУ – АТ через теплообменники баковых погонов) и с температурой 110 – 120 °С поступает в электродегидратор 1 ступени 4. Перед насосом 1 в нефть вводится дезэмульгатор, а после подогревателей 3 – раствор щелочи, который подается насосом 7. Кроме того, в нефть добавляется отстоявшаяся вода, которая отводится из электродегидратора 2 ступени и заканчивается в инжекторный смеситель 5 насосом 13. С помощью насоса 8 предусмотрена также подача свежей воды. В инженерном смесителе 5 нефть равномерно перемешивается со щелочью и водой. Раствор щелочи вводится для подавления сероводородной коррозии для нейтрализации кислот, попадающих в нефть при кислотной обработке скважин, а вода – для выманивания кристаллов солей.

Нефть поступает в низ электродегидратора 4 через трубчатый распространитель 21 с перфорированным горизонтальными отводами. Обессоленная нефть выводится из электродегидратора сверху через коллектор 19, конструкция которого аналогична конструкции распределителя. Благодаря такому расположению устройств ввода и вывода нефти обеспечивается равномерность потока по всему сочетанию аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через дренажные коллекторы 22 в канализацию или в дополнительный отстойник 12 (в случае нарушения в электродегидраторе процесса отстоя). Из отстойника насосом 14 жидкая смесь возвращается в процесс. Из электродегидратора 1 ступени сверху не полностью обезвоженная нефть поступает под давлением в электродегидратор 2 ступени. В диафрагмовом смесителе 10 поток нети

промывается свежей химически очищенной водой, подаваемой насосом 8. Вода для промывки предварительно нагревается в паровом подогревателе 9 до 80 – 90 °С; расход воды составляет 5 – 10% (масс.) на нефть. Обессоленная и обезвоженная нефть с верха электродегидратора 2 ступени отводится с установки в резервуары обессоленной нефти, а на комбинированных установках она нагревается и подается в ректификационную колонну атмосферной установки.

Уровень воды в электродегидраторах поддерживается автоматически. Часть воды, поступающей в канализацию из электродегидраторов 1 и 2 ступеней, проходит смотровые фонари 15 для контроля качества отстоя.

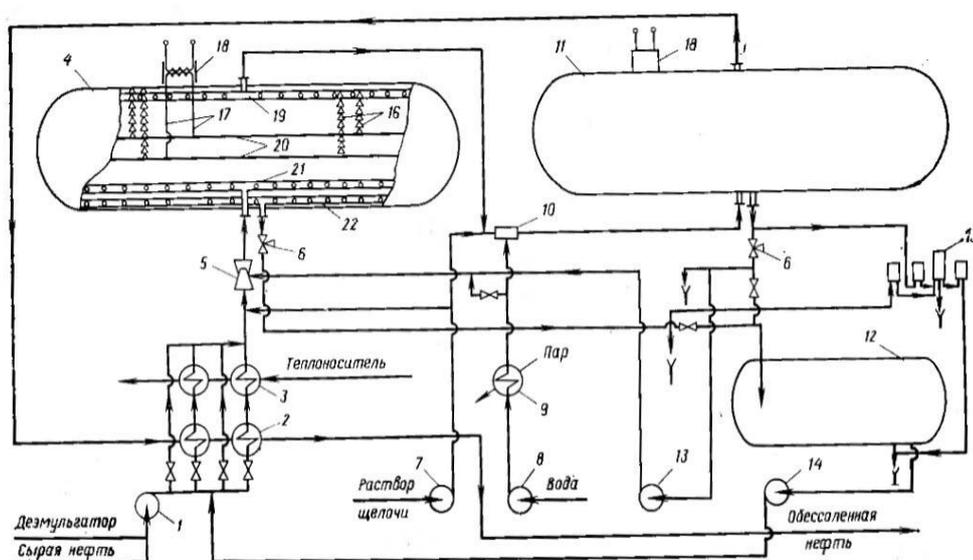


Рис. 1-2. Аппаратурно-технологическая схема электрообессоливающей установки (ЭЛОУ):

1, 7, 8, 13, 14 — насосы; 2 — теплообменники; 3, 9 — подогреватели; 4, 11 — электродегидраторы; 5 — инжекторный смеситель; 6 — клапаны автоматического сброса соленой воды; 10 — диафрагменный смеситель; 12 — отстойник; 15 — смотровой фонарь. Устройство электродегидратора: 16 — подвесные изоляторы; 17 — шины подвода электрического тока; 18 — трансформатор; 19 — коллектор обессоленной нефти; 20 — электроды; 21 — распределитель ввода сырья; 22 — коллектор соленой воды.

# Технологический расчет основного оборудования

## Технологический расчет

### Материальный баланс

Для составления материального баланса электродегидратора необходимо знать время работы оборудования в году. Установка периодически должна подвергаться ремонту, для проведения которого она прекращает свою работу, и, следовательно, время ее работы будет меньше 365 дней. Время работы оборудования определяется как:

$$T = T_z - T_{рем} - T_{пр}$$

где  $T_z$  – число дней в году;

$T_{рем}$  – время, необходимое на ремонт;

$T_{пр}$  – время простоя.

Принимаем согласно положению о планово-предупредительных ремонтах,  $T_{рем} = 10$  дней,  $T_{пр} = 5$  дней. Следовательно, время работы оборудования будет равно:

$$T = 365 - 10 - 5 = 350 \text{ дней} = 8400 \text{ ч.}$$

Годовая мощность установки по обводненной нефти  $G=1$  млн. т./год.

Обводненность сырой нефти 10,2% масс.

Содержание воды в товарной нефти 0,2% масс.

В блок электродегидраторов поступает сырая нефть в количестве:

$$Q_n = 1 \cdot 10^9 / (350 \cdot 24) = 119\,047,619 \text{ кг/ч, в том числе:}$$

$$\text{- нефть} - 0,898 \cdot Q_n = 106\,904,7 \text{ кг/ч,}$$

$$\text{- вода} - 0,102 \cdot Q_n = 12\,142,86 \text{ кг/ч.}$$

После процесса обессоливания и окончательного обезвоживания состав потока на выходе из блока электродегидраторов должен соответствовать требованиям:

$$\text{- товарная нефть: вода} - 0,2\%, \text{ нефть} - 99,8\%;$$

$$\text{- пластовая вода: нефть} - 0,48\%, \text{ вода} - 99,52\%.$$

Принимаем:

$$Q_n^{в\text{ых}} = N - \text{количество товарной нефти из блока электродегидраторов, кг/ч;}$$

$$Q_v^{в\text{ых}} = B - \text{количество пластовой воды из блока электродегидраторов, кг/ч.}$$

Составим систему уравнений:

$$0,898 \cdot Q_n = 0,998N + 0,0048B$$

$$0,102 \cdot Q_n = 0,002N + 0,9952B$$

Решая эту систему, получим:

$$N = 106\,904,7 \text{ кг/ч,}$$

$$B = 12\,142,86 \text{ кг/ч.}$$

Таким образом, получили следующее массовое распределение потоков на выходе из блока электродегидраторов:

товарная нефть:  $Q_n^{в\text{ых}} = 106\,904,7$  кг/ч, в том числе:

$$\text{- нефть} - 0,998 \cdot Q_n^{в\text{ых}} = 106\,690,891 \text{ кг/ч;}$$

- вода –  $0,002 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{ВЫХ}} = 213,8$  кг/ч.

пластовая вода:  $Q_{\text{в}}^{\text{ВЫХ}} = 12\,142,86$  кг/ч, в том числе:

- вода –  $0,9952 \cdot Q_{\text{в}}^{\text{ВЫХ}} = 12084,57$  кг/ч;

- нефть –  $0,0048 \cdot Q_{\text{в}}^{\text{ВЫХ}} = 58,28$  кг/ч.

Расчет материального баланса электродегидраторов выполнен правильно, если соблюдается равенство:

$$\sum Q_{\text{до дег}} = \sum Q_{\text{после дег}}$$

$$\sum Q_{\text{до дег}} = Q_{\text{н}}^{\text{ОТ}} = 106\,904,7 \text{ кг/ч}$$

$$\sum Q_{\text{после дег}} = Q_{\text{н}}^{\text{ВЫХ}} + Q_{\text{в}}^{\text{ВЫХ}} = 106\,904,7 + 12\,142,86 = 119\,047,56 \text{ кг/ч.}$$

Равенство соблюдается.

### Технологический расчет электродегидратора.

Процесс обезвоживания в электродегидраторах происходит при температуре и абсолютном давлении  
 $t = 38^\circ\text{C}$ ;  $P = 0,62$  МПа.

Плотность нефти при  $38^\circ\text{C}$  определим по формуле [6]:

$$\rho_{\text{н}}^t = \rho_{\text{н}}^{20} - \alpha(t - 20), \text{ где}$$

$$\rho_{\text{н}}^{20} - \text{плотность нефти при } 20^\circ\text{C}, \rho_{\text{н}}^{20} = 860 \text{ кг/м}^3;$$

$\alpha$  - коэффициент, определяемый по формуле [6]:

$$\alpha = 0,000903 - 0,00132 \cdot (\rho_{\text{н}}^{20} - 0,7) = 0,686$$

$$\rho_{\text{н}}^{38} = 860 - 0,686 \cdot (38 - 20) = 847,65 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность воды  $\rho_{\text{в}}^{38} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

Кинематическую вязкость нефти при  $t = 38^\circ\text{C}$  определим по формуле Гросса [4]:

$$\lg v_1 - \lg v_2 = k \cdot \lg \frac{t_2}{t_1}, \text{ где}$$

$v_1, v_2$  - кинематические вязкости при разных температурах ( $\text{м}^2/\text{с}$ );

$k$  - коэффициент, равный 1,084.

$$\lg 12 \cdot 10^{-6} - \lg v_2 = 1,084 \cdot \lg \frac{38}{20},$$

$$v_2 = 5,22 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Предположим, что осаждение капель воды с минимально допустимым диаметром капель происходит при ламинарном характере движения, то есть значение критерия Рейнольдса удовлетворяет условию:

$$10^{-4} < \text{Re} < 2.$$

В таком случае, скорость осаждения капель определим по формуле Стокса [1]:

$$U_{\text{поск}} = \frac{d_{\text{к}}^2 \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}{18 \cdot v_2 \cdot \rho_{\text{н}}},$$

где  $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$  - плотности воды и нефти, соответственно,

$g$  -  $9,8$  м/с<sup>2</sup> - ускорение свободного падения.

$$U_{\text{нок}} = \frac{(2,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 9,8 \cdot (1000 - 847,65)}{18 \cdot 5,22 \cdot 10^{-6} \cdot 847,65} = 9,07 \cdot 10^{-4} \text{ м/с,}$$

Проверим правильность принятого режима осаждения капель и найдем значение критерия Рейнольдса:

$$Re = (U_{\text{нок}} \cdot d_k) / \nu_n = (9,07 \cdot 10^{-4} \cdot 2,2 \cdot 10^{-4}) / 5,22 \cdot 10^{-6} = 0,0382 < 0,2.$$

Следует, что режим принят верно.

Линейная скорость движения нефти в электродегидраторе должна быть как минимум в два раза меньше реальной скорости осаждения капель воды. Для гарантированного осаждения капель используем 4-х кратный запас.

$$U_{\text{нок}} = 4U_n$$

$$U_n = 9,07 \cdot 10^{-4} / 4 = 2,2675 \cdot 10^{-4} \text{ м/с.}$$

Для эффективного разделения эмульсии в электродегидраторе, должно соблюдаться условие:

$$\tau \geq \tau_{oc}, \text{ (ч)}$$

где  $\tau_{oc}$  - время, необходимое для осаждения капель;

$\tau$  - время пребывания нефти в электродегидраторе, определяемое по формуле:

$$\tau = h_s / U_n \cdot 3600, \text{ (ч)}$$

где  $h_s$  - высота слоя эмульсии, м;

$U_n$  - скорость движения нефти в аппарате, м/с.

Высота слоя эмульсии рассчитывается по формуле:

$$h_s = 0,5D - h_1,$$

где  $D$  - внутренний диаметр аппарата, м;

$h_1$  - расстояние от дна аппарата до поверхности раздела фаз. Принимаем равным 1 м.

$$h_s = 0,5 \cdot 3,0 - 1 = 0,5 \text{ м}$$

$$\tau = 0,5 / 2,2675 \cdot 10^{-4} \cdot 3600 = 0,61 \text{ ч.}$$

Время, необходимое для осаждения капель воды определим по формуле:

$$\tau_{oc} = h_s / U_{\text{факт}},$$

где  $U_{\text{факт}} = U_{\text{нок}} - U_n = 9,07 \cdot 10^{-4} - 2,2675 \cdot 10^{-4} = 6,8025 \cdot 10^{-4} \text{ м/с.}$

$$\tau_{oc} = 0,5 / 6,8025 \cdot 10^{-4} \cdot 3600 = 0,204 \text{ ч.}$$

Условие  $\tau \geq \tau_{oc}$  выполняется.

Процесс электрообезвоживания и обессоливания существует уже не один десяток лет, и все основные аппараты стандартизованы. Если еще учесть то, что в имеющейся литературе отсутствуют данные по расчету различных коэффициентов, необходимых для расчета электродегидратора. Условно принимаем электродегидратор, как стандартизованный аппарат.

**Таблица 2. Характеристики горизонтальных электродегидраторов.**

Показатель				
Емкость, м <sup>3</sup>	80	100	160	190
Диаметр, м	3	3	3,4	3,4
Длина, м	11,6	14,2	17,6	21,0
Производительность, кг/ч	68500	91300	114100	350700

Можно с уверенностью сказать, что горизонтальный дегидратор легче и дешевле стоит, а по производительности не отстает от своих конкурентов.

**Таблица 3. Сравнительные показатели работы ЭГ**

Показатель	Вертикальный	Шаровой	Горизонтальный	Горизонтальный-цилиндрический
Сечение в месте установки электрода, м <sup>2</sup>	8,14	98	33,2	33,2
Площадь электродов, м <sup>2</sup>	6,6	31,2	29,8	19,6
Для сечения аппарата зона электродов, %	81,0	52,5	90,0	59,0
<i>в межэлектродном пространстве</i>	0,023	0,008	0,084	0,023
<i>в аппарате</i>	0,163	-	0,013	0,013
Скорость подачи нефти, м/ч	-	10-15	3-3,4	3-3,4

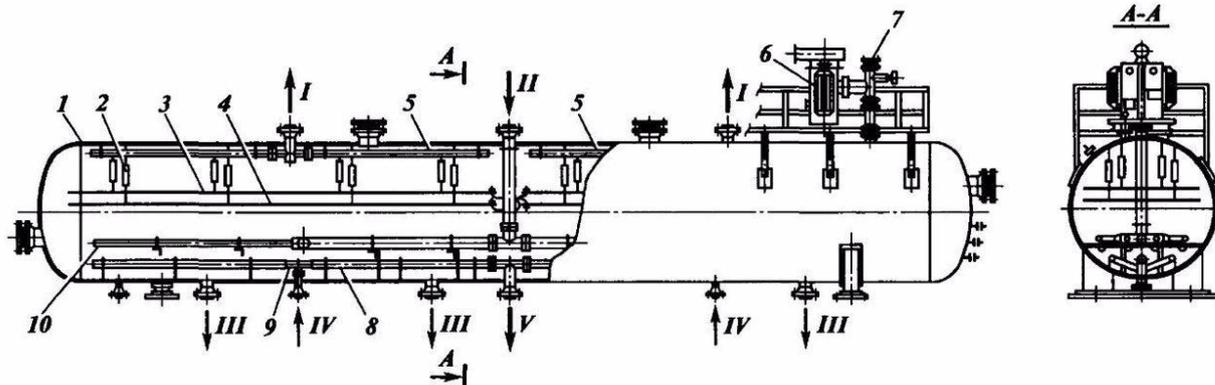
Все основные параметры работы электродегидратора принимаются следующие:

- рабочее давление 0,8 МПа;
- расход реагента-деэмульгатора (дипроксамин), 20-25 г/т;
- оптимальную температуру нагрева нефти, 45-50°С;
- ток внешней фазы электродегидратора 240А.

Основные размеры электродегидратора:

- длина области отстаивания 21000 мм;
- общая длина аппарата 23720 мм;
- внутренний диаметр 3400 мм;
- толщина стенки 46 мм;
- ввод сырья Ø300 мм;
- вывод нефти Ø250×2;
- вывод соленой воды Ø200×1;

- удаление шлама  $\varnothing 300 \times 3$ ;
- откачка нефти  $\varnothing 150 \times 1$ ;



1 - корпус; 2 - изолятор; 3 - верхний электрод; 4 - нижний электрод; 5 - сборник обессоленной нефти; 6 - трансформатор; 7 - ввод высокого напряжения; 8 - сборник соленой воды; 9 - промывочный коллектор; 10 - распределитель нефти. Поток: I - выход обессоленной нефти; II - вход нефти; III - удаление шлама; IV - ввод воды на промывку аппарата; V - выход дренажной воды

## **КИП и автоматизация процесса**

### **Автоматизация теплового процесса в электродегидраторах**

**Автоматизация** – это внедрение технических средств, управляющих процессами без непосредственного участия человека. Разнообразие технических средств автоматизации, глубокое изучение процессов химической технологии, а также достаточно хорошо разработанная теория автоматического управления позволяют интенсивно проводить автоматизацию в химической промышленности.

Одной из основных задач автоматизации технологических процессов является повышение экономической эффективности производства. В ряде случаев само производство не может быть реализовано без его автоматизации. Существует значительное число процессов, интенсификация которых возможна лишь при ведении их в предаварийных режимах, что вызывает необходимость в процессе автоматизации таких производств решать совместные задачи автоматического управления и автоматической защиты.

Важнейшей предпосылкой автоматизации является отработанность технологии производства. Основными требованиями, которые предъявляет автоматизация к технологии, являются неразрывность технологической цепи в пределах автоматизируемого участка и целесообразное расположение оборудования, в соответствии с направлением движения материальных и энергетических потоков. Чем полнее соответствует процесс указанным требованиям, тем выше экономическая эффективность автоматизации.

В химической промышленности вопросам автоматизации уделяется особое внимание. Это объясняется сложностью и большой скоростью протекания технологических процессов, высокой чувствительностью их к нарушениям режима, вредностью условий работы, взрыво- и пожароопасностью перерабатываемых веществ.

**Объектом управления моей выпускной квалификационной работы является электродегидраторы для обессоливания и обезвоживания нефти.**

Целью является анализ и возможность управления технологическим процессом при помощи идентифицированной компьютерной модели и нахождение оптимальных параметров управляемой системы.

Рассмотрим составления автоматизированной системы управления и расчета параметров оптимального управления системы.

Управляемый объект – *электродегидратор*



Рис 1.

Управляемый параметр –  $x(t_1)$

Управляющий параметр –  $y(t_2)$

Данные основных параметров берётся из расчета технологического параметра.

Основные показатели, определяющий ход технологического процесса: пределы его изменения примем равным:

$$t_{cp}=75^{\circ}C, t_{max}=80^{\circ}C, t_{min}=70^{\circ}C.$$

Тогда пределы изменения температуры будет равно

$$\Delta t = t_{max} - t_{cp} \text{ или } t_{max} - t_{min} .$$

$$\Delta t = t_{max} - t_{cp} = 80 - 75 = 5^{\circ}C$$

Изменение параметров расхода управляющего агента – нагревателя считаем в пределах:  $G_{cp} = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $G_{max} = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $G_{min} = 0 \text{ м}^3/\text{ч}$  .

Значит, максимальные пределы изменения температуры:

$$\Delta t_{max} = t_{max} - t_{cp} = 80 - 75 = 5^{\circ}C$$

$$\Delta t = \pm 5^{\circ}C.$$

Для перехода в компьютерную программу и ввода параметров переходим в безразмерную величину, т.е. параметры регулирующего и регулируемого значений изменяем следующим способом:

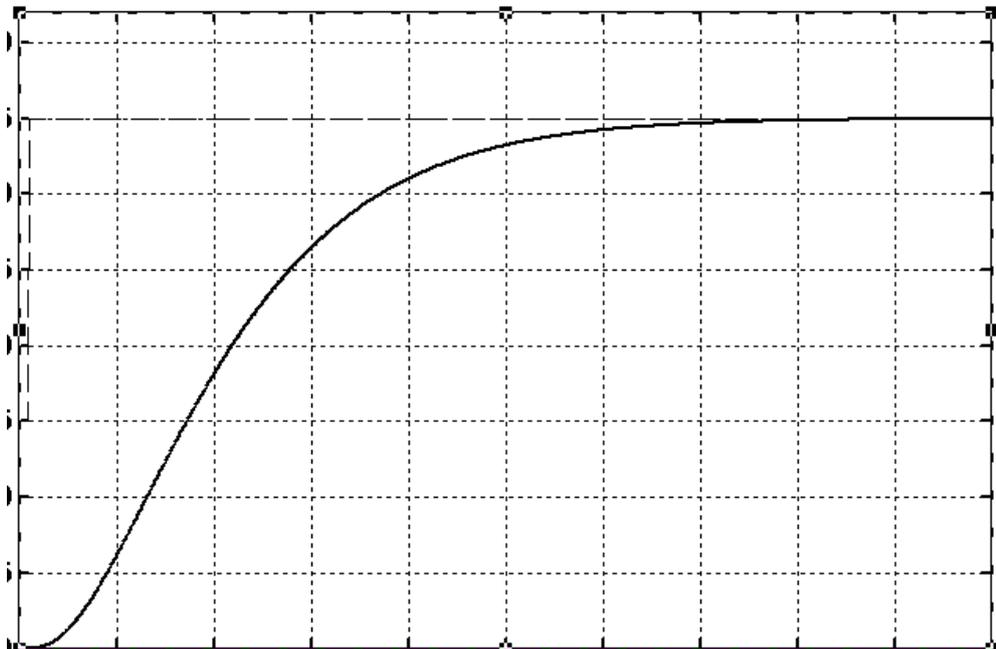
$$\Delta G_{max} = \frac{G_{max} - G_{-p\Box}}{G_{-p\Box}} = \frac{100 - 50}{50} = 1$$

$$\Delta G = \pm 1.$$

$$\Delta G_{min} = \frac{G_{min} - G_{-p\Box}}{G_{-p\Box}} = \frac{0 - 50}{50} = -1$$

Для получения математической модели процесса по линии управляющего параметра даем возмущения, то есть увеличиваем параметр входной величины. . В промышленности задаваемое на технологический объект самое сильное возмущающее воздействие может изменить входную величину на 20%, поэтому коэффициент передачи можно принять равным  $K=1.2$  .

Задаем значение возмущения на объект и получим график переходного процесса технологического процесса:



На основе переходного процесса запишем математическую модель и передаточную функцию объекта:

$$W(p) = T_0 \frac{dy}{dt} + y = kx \qquad W(p) = \frac{k}{T_0 p + 1}$$

Для определения значения  $T_0$  проведем касательную линию на переходной чертеж, значение  $T_0 = 20$ , в таком случае переходное уравнение объекта:

$$W(p) = \frac{1.2}{20p + 1}$$

Для управления технологического процесса, протекающего в данном оборудовании, применяется регулятор. По закону регулирования различаем 2-х позиционные (Пз), пропорциональные (П), пропорционально-интегральные (ПИ) и пропорционально-интегрально-дифференциальные (ПИД).

Имея в виду, что управляемый объект представляет собой апериодическое звено, выбираю пропорционально-интегральный регулятор.

Из этого графика определяем значения  $t_i$  для каждого значения  $\tau$  начиная от 10 до 100 сек, а полученные данные записываем в таблицу 1. Также в таблицу вводим значение изменение температуры соответствующие значениям по времени  $\Delta t_i = t_i - t_{cp}$  а также их безразмерные значения.

Значение управляющего параметра определяем  $Y$  по следующей формуле

$Y = \Delta t / \Delta t_{max}$  и переводя его на безразмерную величину вводим в таблицу. Записываем все значения соответствующие по времени и указанные на рис. 3. В таблицу также вводим расчетные значения  $Y_1\% = Y * 10\%$ .

Все значения таблицы 1 определены в соответствии с рис. 1. **Таблица 4**

	$\Delta t$ , сек										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
T	157	157.15	157,4	157,6	157,65	157,7	157,85	157,9	157,95	158	158
$\Delta t$	0	1.5	2,55	2,8	3,6	3,75	3,9	4,3	4,48	5	5
Y	0	0.03	0.08	0,12	0,3	0,54	0,78	0,96	0,99	1	1
Y, %	0	3	8	12	30	54	78	96	99	100	100

Максимальное значение коэффициента усиления объекта, соответствующее выходному параметру  $Y$  определяется по следующей формуле:

$$K = \frac{Y_{max}}{Z}$$

Значение  $Y_{max}$  берем из таблицы, а  $Z$  в соответствии с заданием преподавателя.

В рассматриваемом объекте самое большое безразмерное значение выходного параметра  $Y_{max}=1$ , а внешнее возмущение на объект составляет  $Z=0,8$ . Тогда коэффициент усиления объекта составляет

$$K = \frac{1}{0.8} = 1,25$$

Выбираем модель компьютерной программы, соответствующая моделированию 3-х емкостного объекта и ПИ регулятором. Нагревательный элемент, который приведен выше, принимаем как 3-х емкостной объект.

Учитывая последовательность соединения всех емкостей, коэффициент усиление всего объекта будет равно  $K = K_1 * K_2 * K_3$ . Здесь  $K_1, K_2, K_3$  - коэффициент усиления соответствующих емкостей. Значит,

$$K = K_1 * K_2 * K_3 = 1,25.$$

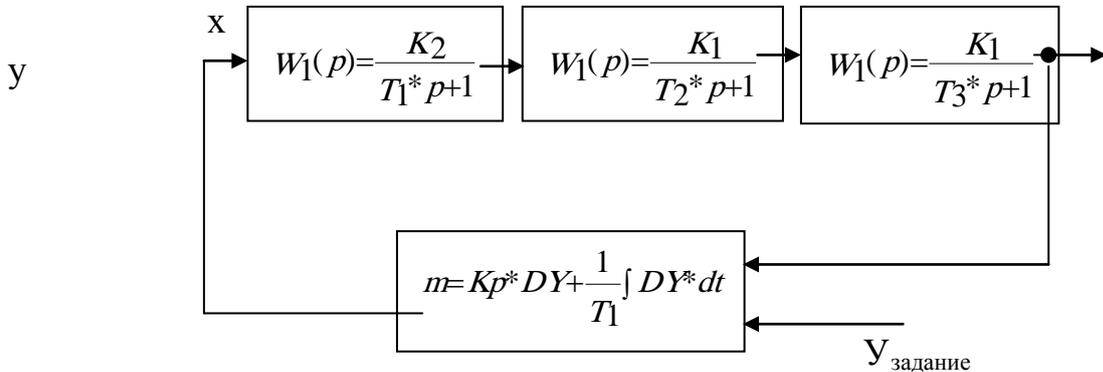
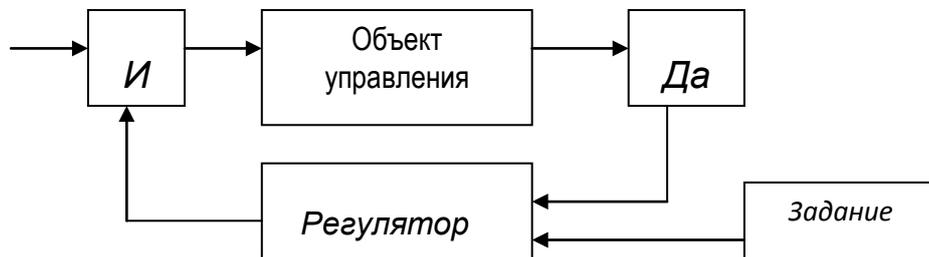


Рис. Компьютерная модель трехемкостного объекта

Выбор оптимальной системы управления осуществляется по схеме представленной на рис.



Для выбора датчика температуры необходимо знать погрешности измерений (абсолютная, приведенная). Датчик должен отвечать этим требованиям.

**Расчет параметров настройки регулятора и переходных процессов.**

Регулятор выбирается на основе заданного алгоритма функционирования и критериев оптимальности. В данном случае это ПИ-регулирование, критерии –  $\min \int$  и апериодический переходной процесс.

Для расчета параметров ПИ регулятора кроме номограмм можно также использовать аналитические формулы (табл.5).

Таблица 5

ПИ	$K_p$	$\frac{0,6T}{K_{ia} \tau}$	$\frac{1,0T}{K_{об} \tau}$
	$T_u$	$0,6T$	$T$

Используя приведённые в табл.5 формулы и на основе вычисленных параметров объекта, получим:

– для аperiodического переходного процесса;

$$K_p = \frac{0,6T}{K_{ia} \tau} = \frac{0,6 \cdot 3,1}{0,8 \cdot 0,2} = \frac{1,86}{0,16} = 11,62; \quad T_{\dot{E}} = 0,6 \cdot 3,1 = 1,86 \text{ мин.}$$

– для минимальной интегральной квадратичной оценки.

$$K_p = \frac{1,0T}{K_{ia} \tau} = \frac{1,0 \cdot 3,1}{0,8 \cdot 0,2} = \frac{3,1}{0,16} = 19,37; \quad T_{\dot{E}} = T = 3,1 \text{ мин.}$$

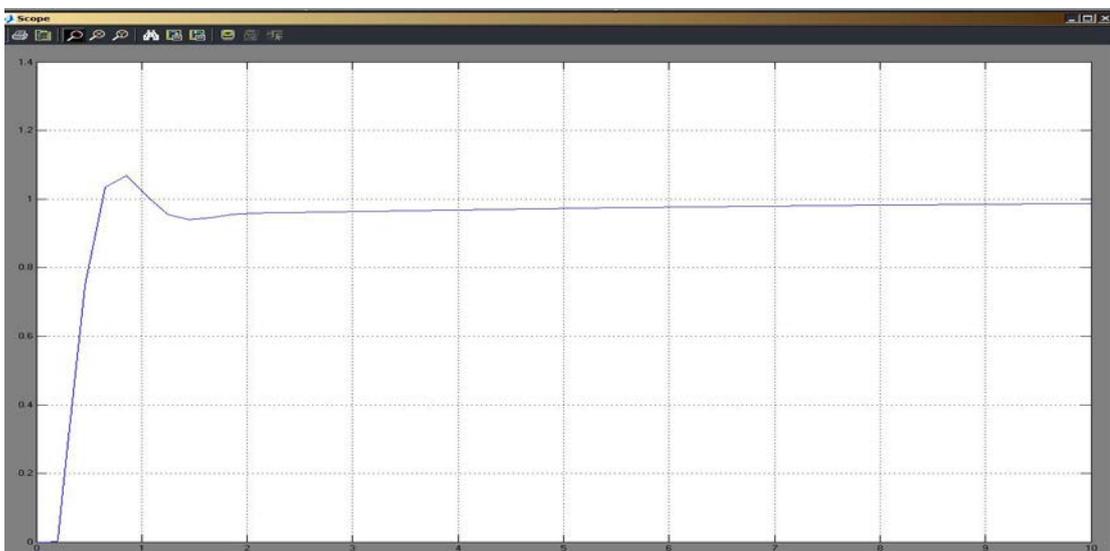
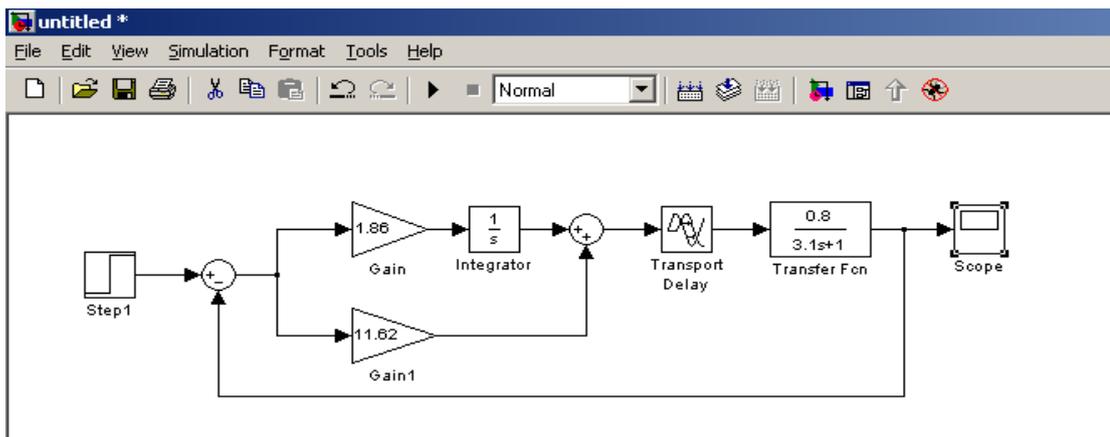


Рис.5. Переходной процесс по заданию (аperiodический переходной процесс)

$$W_{\text{датчика}} = 1 / (10s + 1), \quad W_{\text{рабочего органа}} = 1 / (70s + 1),$$

$$W_{\text{исполнительного механизма}} = 1 / (80s + 1).$$

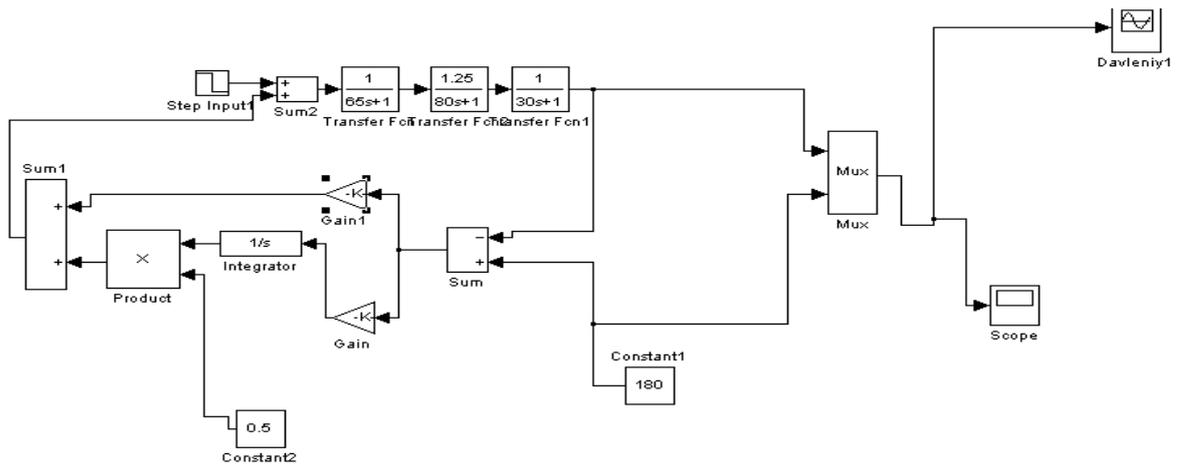


Рис. Схема САР температуры

С помощью ЛТИ построим переходную характеристику (рис.).

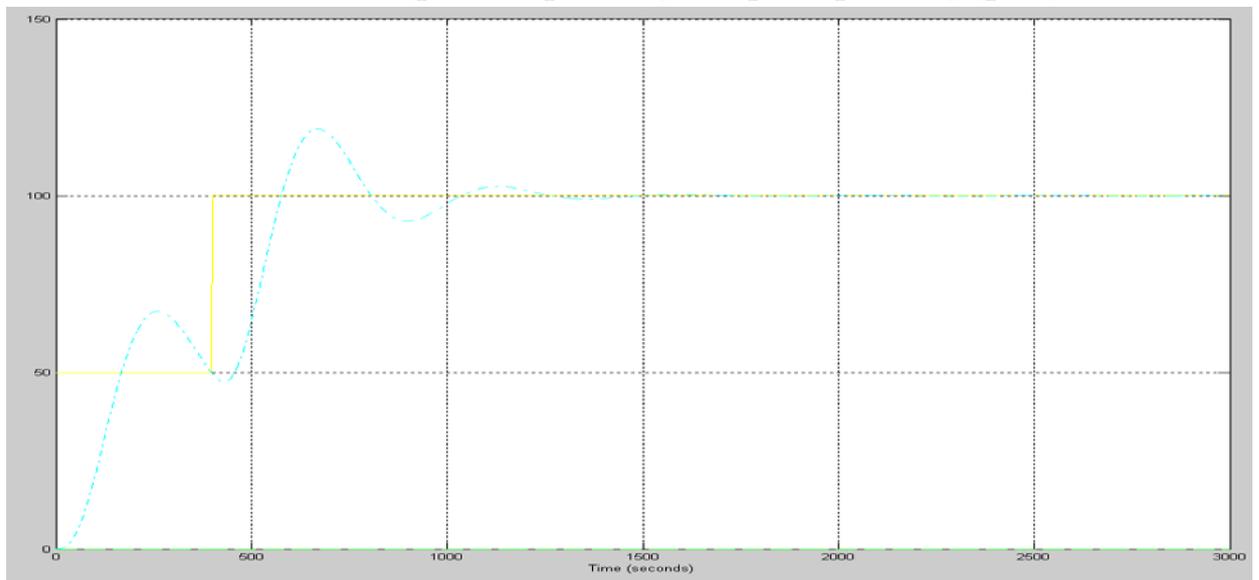


Рис. Переходная характеристика САР

По виду переходной характеристики можно сказать, что имеющиеся показатели качества не удовлетворяют заданным:

- время регулирования составляет 48.2 с
- установившееся значение - 2.34
- время нарастания - 16.3 с.
- статическая ошибка - 0,98

Заданные показатели качества и запасы устойчивости:

- время регулирования  $\leq 58$  с;
- статическая ошибка  $\leq 0,08$ ;
- перерегулирование  $\leq 15$  %;
- время нарастания  $\leq 25$  с;

По виду переходного процесса ясно, что для обеспечения заданных показателей качества и точности переходного процесса необходимо введение в систему линейного регулятора.

Необходимым условием надежной устойчивой работы АСР является правильный выбор типа регулятора и его настроек, гарантирующий требуемое качество регулирования.

В зависимости от свойств объектов управления, определяемых его передаточной функцией и параметрами, и предполагаемого вида переходного процесса выбирается тип и настройка линейных регуляторов.

Основные области применения линейных регуляторов определяются с учетом следующих рекомендаций: И – регулятор со статическим ОР – при медленных изменениях возмущений и малом времени запаздывания ( $\tau/T < 0.1$ );

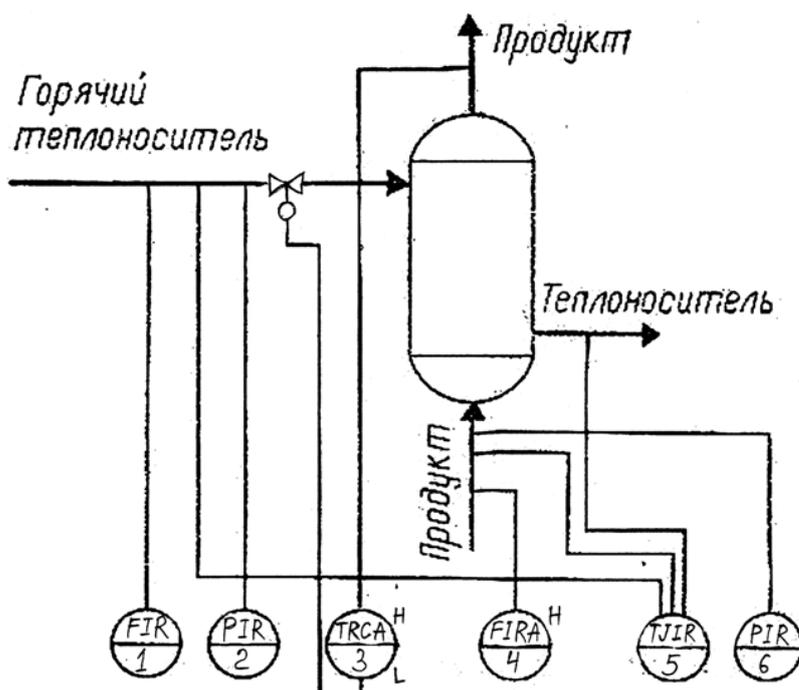
П – регулятор со статическим и астатическим ОР – при любой инерционности и времени запаздывания, определяемом соотношением  $\tau/T < 0.1$ ;

ПИ – регулятор – при любой инерционности и времени запаздывания ОР, определяемом соотношением  $\tau/T < 1$ ;

ПИД-регуляторы при условии  $\tau/T < 1$  и малой колебательности исходных процессов.

Исходя из выше изложенных рекомендаций и учитывая, что вид переходной характеристики напоминает изодромный процесс, видно, что в данную систему подойдет ПИД – регулятор.

## Упрощенная функциональная схема автоматизации



### Выбор и разработка функциональной схемы автоматизации

1. В процессе происходит поддержание расхода горячего теплоносителя. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с камерной диафрагмы FE 1-1 поступает в промежуточный преобразователь FT 1-2, а затем во вторичный блок FIR 1-3, установленный на щите.

2. В процессе происходит поддержание давления в трубопроводе теплоносителя. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с преобразователя PT 2-1 поступает во вторичный блок PIR 2-2, установленный на щите.

3. В процессе происходит поддержание и сигнализация температуры продукта. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с датчика температуры TE 3-1 поступает во вторичный блок TRCA 3-2, установленный на щите, и затем в регулирующий блок ТУ 3-3, который выдает управляющее действие на исполнительный механизм регулирующего органа 3-4.

4. В процессе происходит поддержание и сигнализация расхода исходного продукта. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с камерной диафрагмы FE 4-1 поступает в промежуточный преобразователь FT 4-2, а затем во вторичный блок FIRA 4-3, установленный на щите.

5. В трубопроводах происходит поддержание температуры. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с датчика температуры TE 5-1 поступает во вторичный блок TJIR 5-2, установленный на щите.

6. В процессе происходит поддержание давления в трубопроводе выходящего теплоносителя. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с преобразователя PT 6-1 поступает во вторичный блок PIR 6-2, установленный на щите.

**Таблица 6. Выбор технических средств автоматизации**

Поз.	Измеряемый (регулируемый) параметр	Номинал. знач. параметра	Место установки	Наименование прибора	Тип	Краткая техн. характеристика	Кол-во	Лит. источник
1-1	Расход теплоносителя	15 кг/с	Трубопровод	Диафрагма камерная	ДК-6	$P_y = 0,6$ МПа	1	2 [136]
1-2			По месту	Дифманометр	МЕТРАН 43 ДД	$\pm 0,5\%$	1	3 [35]
1-3			Центральный щит	Автоматический мост	ДИСК-250 2231	$\pm 0,5\%$	1	2 [379]
2-1	Давление исходного теплоносителя	0,1 МПа	Трубопровод	Преобразователь давления	МЕТРАН 43 ДИ	$\pm 0,25\%$	1	3 [29]
2-2			Центральный щит	Автоматический мост	ДИСК-250 2231	$\pm 0,5\%$	1	2 [379]
3-1	Температура продукта	60°C	Трубопровод	Термопреобразователь сопротивления	ТСП-0879 50 П	-50 ÷ +600°C	1	2 [58]

3-2			Центральный щит	Автоматический мост	ДИСК-250 2231	$\pm 0,5\%$	1	2 [379]
3-3			По месту	Преобразователь электропневматический	ЭПП-М	Класс точности 1,5	1	2 [600]
3-4			Трубопровод	Клапан регулирующий	25С 94НЖ	Dу = 80 мм Ру = 6,3 МПа	1	2 [777]
4-1	Расход продукта	20 кг/с	Трубопровод	Диафрагма камерная	ДК-6	Ру = 0,6МПа	1	2 [136]
4-2			По месту	Дифманометр	МЕТРАН 43 ДД	$\pm 0,5\%$	1	3 [35]
4-3			Центральный щит	Автоматический мост	ДИСК-250 2231	$\pm 0,5\%$	1	2 [379]
5-1	Температура	60°C	Трубопровод	Термопреобразователь сопротивления	ТСП-0879 50 П	-50 ÷ +600°C	3	2 [58]
5-2			Центральный щит	Автоматический мост	ДИСК-250 2231	$\pm 0,5\%$	1	2 [379]
6-1	Давление конечного теплоносителя	0,1 МПа	Трубопровод	Преобразователь давления	МЕТРАН 43 ДИ	$\pm 0,25\%$	1	3 [29]
6-2			Центральный щит	Автоматический мост	ДИСК-250 2231	$\pm 0,5\%$	1	2 [379]

## Охрана окружающей среды

Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов в условиях бурного роста промышленного производства стала одной из актуальных проблем современности. В процессе материального производства на предприятиях многих отраслей образуются многотоннажные отходы, которые в виде газопылевых выбросов, сточных вод, твердых отходов попадают в различные части биосферы и загрязняют атмосферный воздух, водный бассейн, наносят вред растительности, животному миру, а также здоровью человека. Все это вызывает необходимость разработки мероприятий по охране здоровья населения, создания требуемых санитарно-гигиенических условий в результате предотвращения загрязнения окружающей природной среды.

Из-за отсутствия в настоящее время современных высокоэффективных технологий по очистке воды и воздуха в водные объекты республики ежегодно сбрасывается около 300млн.м<sup>3</sup> загрязненных сточных вод, а в атмосферу выбрасывается около 4 млн.тонн вредных веществ.

Дальнейшее ухудшение состояния окружающей среды может привести к далеко идущим отрицательным последствиям для человечества. Поэтому, охрана природы, защита её от загрязнений является одной из важных проблем современности. Решение этих проблем базируется с одной стороны на использовании и внедрении эффективных способов и установок для очистки и обезвреживания вредных веществ в промышленных выбросах. С другой стороны, на разработке основных принципов создания безотходных технологических производств.

К сожалению, эти процессы не миновали и Узбекистан, где сложилась крайне сложная экологическая обстановка. Одной из основных проблем является высокая степень засоленность почв. Большую тревогу вызывает острая нехватка питьевой воды и загрязненность водных ресурсов, в том числе, поверхностных и подземных вод. Острейшей экологической

проблемой для Узбекистана, можно сказать национальным бедствием стала проблема исчезновения Аральского моря. Угрозой для экологической безопасности республики является также загрязнение воздушного пространства.

Эффективному решению вопросов и проблем охраны окружающей среды способствует хорошая правовая база. За годы независимости в Республике Узбекистан были приняты законы «Об охране природы» - 9 декабря 1992г., «Об охране атмосферного воздуха» - 27 декабря 1996г., закон «О воде и водопользовании» - 6 мая 1993г., закон «Об отходах» - 5 апреля 2002г. «Закон об экологическом контроле» - 12 ноября 2013г.

На предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности характерными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу, являются углеводороды, оксиды углерода, серы, азота и др.

Основными источниками выбросов вредных примесей являются дымовые трубы технологических печей, факельное производство, сточные воды, предохранительные клапаны, вентиляционные выбросы из помещений насосных и т.д. В атмосферу выделяются вредные примеси испарений легких фракций нефти, а также дымовые газы (метан, сернистый ангидрид, оксид углерода, окислы азота, мазутная зола, бенз(а)пирен, сероводород, фенол, меркаптаны и др.)

Факельные системы являются источниками загрязнения атмосферного воздуха  $SO_2$ , CO и другими вредными газами. На факельные установки направляют горючие и горюче-токсические газы и пары, которые невозможно использовать в качестве топлива в специальных печах или котельных установках. Сжигаемый на факеле газ загрязняет атмосферу дымом и копотью. Особенно много сажи выделяется при сжигании сбросных газов, содержащих тяжелые непредельные углеводороды.

Увеличение объема переработки нефти, в том числе сернистой и высокосернистой, выдвигает перед нефтеперерабатывающей

промышленностью проблему сокращения загрязнения атмосферы токсичными соединениями.

Можно выделить два направления решения данной проблемы:

- 1 – сокращение абсолютных выбросов газов;
- 2 – обезвреживание выбросов, содержащих вредные вещества.

Первое направление связано с применением более прогрессивных технологий, а второе с применением сорбционных методов очистки выбросов при утилизации извлекаемых компонентов, а в отдельных случаях – с применением сжигания.

Углеводороды относятся к основным вредным выбросам нефтехимических и нефтеперерабатывающих заводов. Для их снижения можно применить следующие мероприятия:

- 1 – усовершенствование организации хранения и транспортировки углеводородов, нефти и газа (хранение углеводородов под слоем инертного газа, использование резервуаров со специальными крышками, применение методов адсорбционного улавливания);
- 2 – совершенствование технологических процессов (герметизация и т.д.)
- 3 – рекуперация углеводородов;
- 4 – каталитический дожиг выбросов.

Для очистки выбросов от  $SO_2$  применяются аммиачные методы, которые вместе с очисткой позволяют получать сульфит и бисульфит аммония, а также каталитические методы, основанные на окислении  $SO_2$  в присутствии катализаторов с получением серной кислоты.

Сжигание газовых выбросов на факельных установках также позволяет уменьшить загрязнение атмосферы.

К факельным установкам предъявляются следующие требования:

- полнота сжигания;
- отсутствие дыма и сажи;
- устойчивость факела при изменении количества выбросов.

Основными вредными выбросами Бухарского НПЗ являются углеводороды, оксиды серы, оксиды углерода, окислы азота и др.

Процесс обессоливания и обезвоживания сырой нефти на блоке ЭЛОУ включает удаление солей и эмульсированной воды для последующей переработки нефти. Переработка обессоленной нефти на блоке АВТ основана процессе перегонки и ректификации под атм. давлением и под вакуумом.

Основным оборудованием на предприятии являются аппараты колонного типа, ректификационные колонны для отгонки низко- и высококипящих фракций, теплообменники, электродегидраторы для обезвоживания, испарители, сепараторы и др.

В процессе первичной переработки нефти основными выбросами в атмосферу являются отходящие газы, которые направляются на очистку от сероводорода в колонну системы SWEET-VAC, расположенную на установке АВТ-2. После удаления сероводорода очищенные газы поступают по трубопроводу и сжигаются в атмосферной печи П-1 установки АВТ-2. При необходимости отходящие газы могут быть направлены в топливную сеть завода либо сброшены в атмосферу.

На предприятии образуются сточные воды, содержащие углеводороды и сероводород. Нейтрализацию растворенного сероводорода проводят 1-2% аммиачной водой, после чего вода сбрасывается в промливневую канализацию.

Объем выбросов рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot W = \frac{3,14 \cdot 1^2}{4} \cdot 15 = 11,77 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Предельно-допустимые выбросы:

$$ПДВ(H_2S) = \frac{(ПДК - Cф) \cdot H^2 \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot m \cdot n} = \frac{0,08 \cdot 20^2 \cdot \sqrt[3]{11,77 \cdot (150 - 20)}}{200 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1} = 1,84 \text{ мг} / \text{с}$$

$$ПДВ(SO_2) = \frac{(ПДК - Cф) \cdot H^2 \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot m \cdot n} = \frac{0,5 \cdot 20^2 \cdot \sqrt[3]{11,77 \cdot (150 - 20)}}{200 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1} = 11,5 \text{ мг} / \text{с}$$

Таблица 7

## Газопылевые выбросы производства в атмосферу и их очистка

Источники выброса газов или пылей в атмосферу	Состав газопылевых выбросов	Количество выделяемых выбросов, м3/час		Количество газопылевых выбросов, м3/час		ПДВ г/с	Применяемые методы очистки, очистные установки	Рекуперация газопылевых выбросов
		Газообразных	пылевых	Поступающих в атмосферу без очистки	Подаваемых на очистку			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установка ЭЛОУ-АВТ	Отходящие газы Н <sub>2</sub> S SO <sub>2</sub> CO	11,77	-	-	11,77	1,84 11,5 230	Метод термического сжигания, установка SWEE T-VAC	-

Таблица 8

## Потребление воды производством (цехом, участком)

Источники водоснабжения	Норма водопотребления, м3/час		Объем оборотной воды, м3/час	Экономия чистой воды, %
	проектная	Фактическая		
1	2	3	4	5
Ферганский канал Для технологических нужд Для бытовых нужд	1800	1030	770	42,8%
	35	35	-	-

Таблица 9

## Сточные воды и их очистка

Виды сточных вод	Объем сточной воды, м <sup>3</sup> /час		Состав загрязнений, г/л	Методы очистки	Очистные аппараты и сооружения	Пути использования очищенной воды
	Очищаемой	Сбрасываемой				
1	2	3	4	5	6	7
Производственные сточные воды	1500	650	Углеводороды, сероводород	Нейтрализация, биологический метод	Отстойник, аэротенки	Используется в оборотном водоснабжении
Бытовые стоки		30	Органические загрязнители	-	-	Сброс в канализацию

Твердые отходы не образуются

## Охрана труда

Охрана труда в широком смысле слова - это система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Охрана труда как институт трудового права - это совокупность норм, направленных на обеспечение условий труда, безопасных для жизни и здоровья работников. Как правовой институт охрана труда включает в себя нормы, устанавливающие права и обязанности работников и работодателей по вопросам безопасности и гигиены труда, а также конкретизирующие их с помощью правил и инструкций по охране труда; специальные нормы о компенсациях для лиц, работающих в тяжелых, вредных или опасных условиях; нормы об охране труда женщин, несовершеннолетних работников, лиц с пониженной трудоспособностью; нормы, регулирующие организацию работы по охране труда; правила расследования и учета несчастных случаев на производстве.

Бухарский НПЗ находится в г.Бухаре Бухарской области. Режим работы сменный по 12 часов 330 суток в год. Согласно СН-245-71 и СНИП 2.01.03.96 Бухарский НПЗ относится к 1 классу помещений по вредности при этом предусмотренная санитарно- защитная зона составляет 1000м. Предприятие расположено с подветренной стороны к ближайшему населённому пункту, что способствует рассеиванию вредных выбросов и исключает попадание их в жилой район.

Бухарский НПЗ спроектирован согласно СНИП 2.01.01-83 с учётом «розы ветров», во избежание попадания нежелательных выбросов на территорию жилого массива предприятие расположено с подветренной стороны относительно жилого района.

На оборудование Бухарского НПЗ разработаны и изложены меры безопасности при его эксплуатации согласно ГОСТ 12.003-91 и СНиП 3-05-05-98.

Агрегаты, аппаратура и другое оборудование расположены таким образом, что к ним обеспечен свободный доступ, также производится их систематическая очистка и мытьё.

Большое значение на Бухарском НПЗ имеет защита рабочих и служащих от негативного воздействия шума и вибрации. Согласно СанПиН 01.20-01 и СанПиН 01.21-01, для исключения отрицательного влияния на окружающую среду шумов и вибраций предусмотрены мероприятия направленные на шумоподавление и виброизоляции.

- правильная эксплуатация оборудования, своевременное его освидетельствование и проведение профилактических ремонтов ;

- своевременная смазка вращающихся частей машин и механизмов;

- применение СИЗ от шума и вибрации;

- применение виброгасящих устройств и покрытий невибрирующих коммуникаций;

- ликвидация и ослабление шума непосредственно в источнике образования.

Во всех производственных и подсобных помещениях Бухарского НПЗ приняты меры к максимальному использованию естественного освещения. Световые проемы не загромождаются производственным оборудованием, готовыми изделиями, сырьем и т.п. как внутри, так и вне здания. Естественное освещение производственных помещений отвечает требованиям строительных норм и правил СНиП 2-01-05-98, СНиП-2-4-79. Остекленная поверхность световых проемов (окон, фонарей и т.п.) очищается от пыли и копоти по мере загрязнения, но не реже 1 раза в квартал.

Искусственное освещение в цехах является комбинированным и соответствует действующим строительным нормам и правилам. Осветительные приборы и арматура содержатся в чистоте и протираются по

мере надобности, но не реже 1 раза в неделю. Светильники местного освещения имеют конструкцию и расположение, обеспечивающие отсутствие прямых и отраженных бликов. Применение переносных ламп и расположение светильников непосредственно под открытым оборудованием не допускается.

Помещения НПЗ обеспечены механической и естественной приточно-вытяжной вентиляцией в соответствии с действующими строительными нормами и правилами. Для правильного проведения аэрации производственных зданий составлены подробные инструкции, учитывающие метеорологические условия в различные периоды года и направления ветров.

Вентиляционные установки не создают шума, превышающего допустимые нормы.

В холодный и переходные периоды года на БНПЗ предусмотрено центральное отопление.

С повышением уровня механизации и автоматизации процессов на БНПЗ расширяются профилактические мероприятия против поражения обслуживающего персонала электрическим током.

Защита от поражения электрическим током включает комплекс специальных мероприятий, осуществляемых при монтаже и периодически проводимых при ремонте оборудования. Основными из них являются правильная установка электрооборудования, надежное заземление всего стационарного технологического, транспортного и энергетического оборудования, а также металлических площадок и конструкций. Для заземления к оборудованию и конструкциям приваривают металлические шины, по которым отводится в землю электрический ток, случайно попавший или возникший в оборудовании.

При всех условиях защита от поражений электрическим током предусматривает правильную эксплуатацию электрооборудования в соответствии со специальными инструкциями, разрабатываемыми для каждого рабочего места.

Персонал предприятия БНПЗ обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ), спецодеждой и спецобувью.

Для защиты органов дыхания применяют респираторы ШБ-1 «Лепесток», респираторы противопылевые В-62-111.

На территории предприятия БНПЗ расположены санитарно-бытовые комнаты согласно СНиП 2.05.12-91. Сюда относятся помещения для отдыха, обезвреживания одежды, медицинский пункт, столовая, уборные, душевые, места для курения.

Согласно СНиП-2.01.02-85 БНПЗ по пожаро-взрывоопасности относится к категории «В».

Бухарский НПЗ по пожароопасности относится к классу П-2а, по взрывоопасности относится к классу В-2а

Согласно СНиП 2.09.02-85 БНПЗ построен из негоряемых и трудногоряемых материалов таких как огнеупорный кирпич, стальные арматуры железобетонных конструкций и т.д.

Согласно нормам и правилам БНПЗ относится к 1 степени огнестойкости

При проектировании и строительстве БНПЗ согласно СНиП 2.090.4-87, СНиП 2.090.2-85 и СНиП 2.02.12-98 были предусмотрены эвакуационные пути и выходы на случай возникновения в здании пожара или аварии. Эвакуационные пути обеспечивают безопасность движения людей по ним за минимальное количество времени. В цехе очистки сточных вод предусмотрено 2 эвакуационных выхода.

Согласно СНиП-2.04.02-85 на БНПЗ предусмотрено противопожарное водоснабжение, применяемое для ликвидации пожаров на предприятии. Цеха завода за исключением электрощитовой обеспечиваются противопожарным водопроводом с установкой на нем пожарных гидрантов, доступ к которым всегда открыт. Пожарные краны во всех помещениях оборудованы стволами и рукавами, заключенными в шкафчики. Шкафчики закрыты и опломбированы. Дверцы шкафчиков легко открываются.

Производственные и подсобные помещения БНПЗ снабжены первичными средствами пожаротушения. Противопожарный инвентарь размещается на территории предприятия на отведённых и подготовленных для этой цели местах с учётом пожарной опасности производства в строго установленном количестве. В помещениях цехов установлены ящики с сухим просеянным песком. При ящике с песком находятся лопата (совок). Используемые на БНПЗ огнетушители: ОХП-10, ОП-50.

С целью своевременного оповещения о возникновении ЧС (пожара) на БНПЗ согласно СНиП 2.04.09-84 и ГОСТ 12.002-89 в производственных помещениях предусмотрена сигнализация, телефонная связь. Также в цеху установлены тепловые извещатели, которые срабатывают на повышение температуры окружающей среды, типа АТП-3.

Общественный пожарный надзор на БНПЗ возложен на добровольную пожарную дружину (ДПД) состоящую из числа рабочих и ИТР. Они занимаются разработкой плана эвакуации при пожаре, разработкой инструкции регламентирующего действия административно-технического и обслуживающего персонала на случай пожара.

Согласно СНиП 2.01.03-96 БНПЗ предусмотрена защита от молний. От прямых ударов молний осуществляется путем присоединения корпусов установок, отдельных ёмкостей и аппаратов к заземляющему устройству и установкой молниеприемников. Система заземляющего устройства состоит из внутреннего и внешнего контура. Предприятие Бухарского НПЗ соответствует II категории по молниезащите.

## Гражданская защита

Республика Узбекистан расположена в Центрально-азиатском регионе с территорией 447,4 км<sup>2</sup>, населением более 28 млн. человек. Столица Республики Узбекистан город Ташкент.

На основании указа Президента Республики Узбекистан от 4 марта 1996 года № УП-1378 «Об образовании министерства по чрезвычайным ситуациям» создано Министерство по чрезвычайным ситуациям (МЧС).

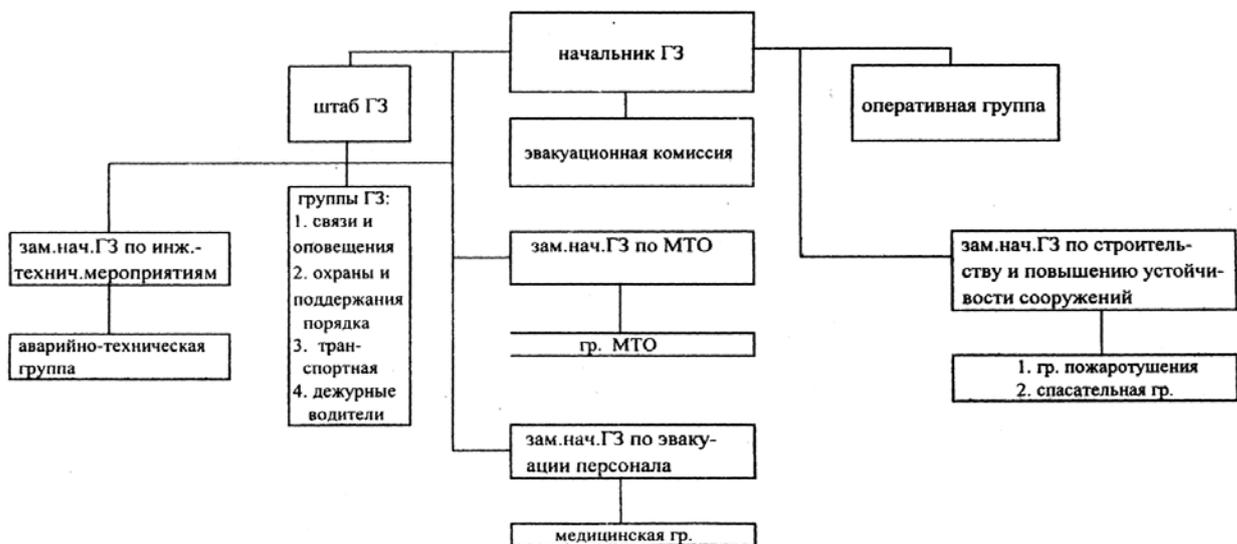
Основной целью министерства является - защита населения и территорий нашей страны в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, предупреждение и при возникновении ликвидация их последствий, разработка мероприятий по защите населения и территорий и на этой основе координация совместных действий соответствующих государственных систем, доведение до населения широких понятий о чрезвычайных ситуациях, обучение их правильным действиям при чрезвычайных ситуациях и широкая пропаганда сведений такого характера.

Министерство имеет ряд структурных и территориальных подразделений, в которые входят Управления по чрезвычайным ситуациям Республики Каракалпакстан, областей республики и города Ташкента. А в институте гражданской защиты министерства проходят переподготовку, повышают свои знания и квалификацию в области гражданской защиты, не только сотрудники этой профессии, но и все специалисты, работающие ответственными работниками на республиканском уровне. В Министерстве действуют Республиканский многопрофильный центр быстрого реагирования, специальный отряд быстрого реагирования, поисково-спасательные отряды «Резак» и «Камчик», которые могут оказывать любую помощь нашим гражданам в любых ситуациях.

Предприятие БНПЗ предназначено для переработки нефти и газа. БНПЗ расположен на территории Бухарской области. Технологические объекты расположены на площади 150 га.

Для ликвидации последствий ЧС природного и техногенного характера, а также для проведения спасательных и других неотложных работ на БНПЗ созданы следующие формирования ГЗ из числа рабочих и служащих.

### Организация гражданской защиты на БНПЗ



Все формирования оснащены необходимой техникой, материально-техническими средствами согласно норм с учетом особенностей объекта.

Для каждого формирования разработаны «План проведения в готовность» по которым проводятся тренировки личного состава, а также все формирования участвуют на объектовых тактико-специальных учениях и учебных мероприятиях проводимых штабом ГЗ и службами города.

Командир формирования является прямым начальником всего личного состава и несёт ответственность за подготовку, дисциплину и моральное состояние подчиненного личного состава, поддержание постоянной готовности и своевременное выполнение поставленных задач, за сохранность имущества.

Для каждого формирования разработаны «План проведения в готовность» по которым проводятся тренировки личного состава, а также все формирования участвуют на объектовых тактико-специальных учениях и учебных мероприятиях проводимых штабом ГЗ и службами города.

Согласно постановлению Каб. Мин. Р.Уз. № 455 на предприятие БНПЗ возможны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

1. ЧС техногенного характера. Нарушение технологического процесса может привести к авариям, пожарам, взрывам. Неисправность оборудования и приборов,. Возможно образование в помещениях, аппаратах, газопроводах, колодцах взрывоопасных смесей с воздухом и при этом различных источников возгорания.

2. ЧС природного характера. Возможны землетрясения, бури, ураганы, наводнения, вспышки опасных инфекционных заболеваний.

Оповещение и ликвидация последствий аварий и катастроф природного и техногенного характера осуществляется согласно плана ГЗ и плана основных мероприятий БНПЗ Оповещение осуществляется с помощью специальной аппаратуры, комплекса технических средств связи и сигнализации. Оповещение включает: передачу информации об опасности работникам, находящимся на рабочих местах; передачу им распоряжений и инструкций; принятие сообщений от работников на диспетчерском пункте; осуществление двухсторонней громкоговорящей связи диспетчера с работниками. Основной вид оповещения — аварийная громкоговорящая связь. Вспомогательную роль привлечения внимания работающих к передаче важного сообщения выполняет звуковая, световая сигнализация.

Рабочие и служащие БНПЗ обеспечены СИЗ, спецодеждой и спецобувью. Перчатки, спецодежда, спецобувь, средства защиты, респиратор ШБ-1 "Лепесток" или ватно-марлевая повязка выдаются рабочим бесплатно.

При возникновении ЧС на предприятии БНПЗ приступают к ликвидации последствий аварий и катастроф природного и техногенного характера.

Производят аварийное отключение системы обеспечения предприятия, оказывают медицинскую помощь пострадавшим, производят эвакуацию рабочих и служащих.

## Экономическая часть

Производственная программа – выпуск продукции в натуральном выражении и стоимостном измерении.

Таблица 10.

№	Наименование продуктов	ед. изм	Цена единицы, сум	Годовой выпуск	
				В натуральном выражении	В стоимостном выражении
1	2	3	4	5	6
	Очистка нефти	т	680 000	1 000 000	680 000 000

Калькуляция себестоимости продукции

Годовой выпуск – 1 000 000 т/г

Калькулируемая единица продукции – 1т

Таблица 11.

№	Наименование статей затрат	Стоимость	
		Единицы, Сум/шт.	Годового выпуска, тыс .сум.
1.	Сырье и прямые материальные затраты.	269 500	269 500 000
2.	Прямые затраты на труд	15 400	15 400 000
	а) Зароботная производственных рабочих.	11 700	11 704 000
	б) ставка единого социального платежа - 24% от з/платы.	3 696	3 696 000
3.	Косвенные затраты на материала ...% от прямых затрат.	57 750	57 750 000
4.	Косвенные затраты на труд	23 100	23 100 000
5.	Амортизация оборудования	15 400	15 400 000
6.	Прочие расходы производственного назначения.	3 850	3 850 000 000
7.	Производственная себестоимость	354 200	354 200 000
8.	Расходы периода	30 800	30 800 000
9.	Общие издержки	385 000	385 000 000
10.	Прибыль	120 000	120 000 000
11.	Рентабельность ( % )	31	-
12.	Оптовая цена предприятия	68 000	680 000 000
13.	Ставка акциза	-	-
14.	Оптово – отпускная цена с	816 000	816 000 000

Основные технико-экономические показатели производства

(указать наименования продукта)

Таблица 12.

№	Наименование показателей	Ед-ца измер.	Показатели проекта
1.	Годовой выпуск продукции		1 000 000
	а) В натуральном выражении	Т	
	б) Стоимость товарной продукции	тыс. сум	680 000 000
2.	Себестоимость ед. продукции	сум/т.	354 200
3.	Себестоимость годового выпуска продукции	тыс. сум	354 200 000
4.	Оптово-отпускная цена единицы продукции б/НДС	сум/т.	816 000
5.	Необходимая прибыль	тыс. сум	120 000 000
6.	Рентабельность продукции	%	31
7.	З/плата рабочего за месяц	сум	2 100 000
8.	З/плата цехового персонала за месяц	сум	1 500 000

## **Краткая аннотация выпускной работ**

Тема: Очистка нефти от воды и солей. Проектирование установки электродегидратора. Мощность 1 млн. т/г.

Объем работы 76 страница, на которых размещены рисунки и 12 таблиц. При написании диплома использовалось 26 источников.

Ключевые слова: Нефтегазовая отрасль Узбекистана, очистка нефти от воды и солей, ЭЛОУ, электродегидратор.

Объектом исследования при написании был Бухарский нефтеперерабатывающий завод (БНПЗ).

Предметом исследования работы стала подготовка нефти, очистка ее от воды и солей, для транспортировки на НПЗ.

В дипломную работу входят, такие разделы как: введение, технико-экономическое обоснование, характеристика исходного сырья, описание технологической схемы, расчет основного оборудования, КИП и автоматизация процесса, охрана окружающей среды, охрана труда, гражданская защита, экономическая часть, литература, аннотация.

Во введении раскрывается история нефтегазовой отрасли Узбекистана. Ее развитие до сегодняшнего дня.

Технико-экономическое обоснование включает в себя рациональное расположение производственных предприятий.

В разделе, характеристика исходного сырья, подробно описан процесс подготовки нефти.

В разделе, описание технологической схемы, описывается аппаратно-технологическая схема электрообессоливающей установки.

Расчет основного оборудования, состоит из расчета электродегидратора. Мощность 1 млн. т/г.

КИП и автоматизация процесса, включает в себя анализ и возможность управления технологическим процессом при помощи идентифицированной компьютерной модели и нахождение оптимальных параметров управляемой системы.

В разделе, охрана окружающей среды, описывается актуальность проблемы и методы борьбы с загрязнение окружающей среды на предприятии (БНПЗ).

Раздел охрана труда, описывает систему сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Раздел гражданская защита, включает в себя организацию гражданской защиты на заводе (БНПЗ). В экономической части, описаны все экономические показатели предприятия и внесены в таблицу.

## Список использованной литературы

1. Филимонова, Е. И. Основы технологии переработки нефти: Учебное пособие / Е. И. Филимонова. Ярославль: издательство ЯГТУ, 2010. -171 с.
2. Н.А. Абакумова, Н.Н. Быкова «Органическая химия: учебное пособие». Тамбов, изд. Тамб. Гос.техн.ун-та, 2008 – 100с.
3. Глаголева, О. Ф. Технология переработки нефти / О. Ф. Глаголева, В. М. Капустин, Т. Г. Гюльмисарян. - М.: Химия Колос С, 2007. - 400 с.
4. Гартман Т.Н. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов. М.ИКЦ «Академкнига», 2006 – 416 с.
5. Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина. Нефтегазовая микроэнциклопедия. М., 2005
6. Учебно-методический комплекс по курсу «Автоматизация технологических процессов». Составитель Бобоёров Р.О., ТХТИ, 2014 г
7. Девисилов В.А. Безопасность труда (охрана труда). – М.: Форум – Инфа – М, 2006.
8. Дж. Фрайден Современные датчики . Справочник. Москва, Техносфера, 2005.
9. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Альянс, 2004. - 750 с
10. Б.И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., 2003
11. С.А.Ахметов «Технология глубокой переработки нефти и газа». Изд. «Гилем», 2002
12. Системы управления химико-технологическими процессами: Метод. Указания к выполнению курсовой работы для студентов спец. 2501, 2502 всех форм обучения / НГТУ; Сост.: М.А. Фадеев, Н.Новгород, 2000, 26 с.
13. Номенклатурный каталог «Концерн Метран», 1995 г.
14. Петров И.К. Технологические измерения и приборы в пищевой промышленности. – М.: Агропромиздат, 1995.

15. Карпеев Ю.С. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. – М: Недра, 1991.
16. Промышленные приборы и средства автоматизации: Справ. / Под ред. В.В. Черенкова. Л., 1987.
17. Голубятников В.А., Шувалов В.В. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности. М., 1985.
18. Полоцкий Л.М., Лапшенков Г.М. Автоматизация химических производств., Учебное пособие для ВУЗов.-М., Химия, 1985.
19. Полоцкий Л.М., Лапшенков Г.И. Автоматизация химических производств. Теория, расчет и проектирование систем автоматизации. -М.: Химия, 1982. -296 с.
20. С.К.Огородникова «Справочник нефтехимика». В двух томах. Т.1/ Под. ред. – Л.: «Химия», 1978.
21. А.Н. Плановский, В.М. Рамм, С.З. Каган «Процессы и аппараты химической технологии». // Химия.М., 1967.
22. С.И. Вольфович, А.П.Егоров, З.А.Роговин, Ю.П.Руденко, И.В.Шманенков, Д.А.Энштейн «Общая химическая технология», Том 1 , М. – Л. «Госхимиздат», 1953г.
- 23.<http://www.ung.uz/ru/about/history>
- 24.<http://www.xumuk.ru/encyklopedia/2/2983.html>
25. <http://www.ngpedia.ru/id612773p3.html>
- 26.<http://studopedia.info/3-68038.html>