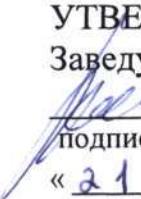


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

В. П. Твердохлебов
подпись
« 21 » 06 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»
Проект установки электрообессоливания производительностью
8 млн. тонн в год

Руководитель 
подпись, дата профессор, д.х.н., В. П. Твердохлебов

Выпускница 
подпись, дата О. В. Лебедева

Консультант по
технологической части 
подпись, дата Н. В. Дерягина

Нормоконтролер 
подпись, дата профессор, д.к.н., В. П. Твердохлебов

Красноярск 2016

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

Институт Нефти и Газа

Кафедра Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В. П. Твердохлебов

подпись

« 10 » мая 2016г.

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

Студенту Лебедевой Ольге Вячеславовне

Группа НБ 12-08 Направление (специальность) 18.03.01

Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Тема выпускной квалификационной работы: «Проект установки электрообессоливания производительностью 8 млн. тонн в год»

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

Руководитель ВКР В. П. Твердохлебов, д.х.н., профессор кафедры ХТПЭиУМ

Исходные данные для ВКР Данные по физико-химическим свойствам Белозерской нефти, производительность электрообессоливающей установки, учебная литература, методические пособия.

Перечень разделов ВКР Реферат. Введение. 1 Технико-экономическое обоснование. 2 Технологические решения. 3 Строительные решения. 4

Генеральный план и транспорт. 5 Безопасность и экологичность проекта.

Заключение.

Перечень графического материала Представлено 4 графических листа формата А1.

Руководитель ВКР


В. П. Твердохлебов

Задание принял к исполнению


О. В. Лебедева

« 10 » мая 2016 г.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 5 |
| 1 Технико-экономическое обоснование | 7 |
| 2 Технологические решения | 8 |
| 2.1 теоретические основы процесса | 8 |
| 2.1.1 Шифр нефти и связь с технологией переработки | 8 |
| 2.1.2 Физико-химические основы обессоливание и обезвоживания | 9 |
| 2.1.3 Основные факторы, определяющие выход и качество обессоленной нефти | 12 |
| 2.2 Характеристика исходной нефти | 14 |
| 2.3 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти | 15 |
| 2.4 Материальный баланс предприятия по топливному варианту с глубокой переработкой нефти | 18 |
| 2.5 Характеристика установок по переработке нефти | 24 |
| 2.5.1 Электрообессоливающая установка | 24 |
| 2.5.2 Установка атмосферно - вакуумной перегонки | 25 |
| 2.5.3 Установка риформинга | 25 |
| 2.5.4 Установка гидроочистки | 27 |
| 2.5.5 Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива | 27 |
| 2.5.6 Газофракционирующая установка | 28 |
| 2.5.7 Установка изомеризации | 28 |
| 2.5.8 Установка производства битумов | 29 |
| 2.5.9 Установка гидрокрекинга | 30 |
| 2.5.10 Установка коксования | 31 |
| 2.5.11 Установка деасфальтизация гудрона | 32 |
| 2.5.12 Установка производства серы | 32 |
| 2.5.13 Установка производства водорода | 33 |
| 2.6 Описание технологического процесса электрообессоливающей установки | 34 |
| 2.6.1 Характеристика сырья, материалов, реагентов, изготавляемой продукции электрообессоливающей установки | 34 |
| 2.6.2 Технологическая схема электрообессоливающей установки | 36 |
| 2.7 Расчет сырьевого парка нефтеперерабатывающего завода | 37 |
| 2.7.1 Расчет резервуаров хранения сырой нефти | 37 |
| 2.7.2 Расчет производственного энергопотребления | 37 |
| 2.7.3 Потери нефти | 38 |
| 2.7.4 Описание технологической схемы сырьевого парка | 39 |
| 2.8 Расчет блока обезвоживания и обессоливания | 39 |
| 2.8.1 Расчет сырьевой смеси | 39 |
| 2.8.2 Расчет сырьевых теплообменников | 43 |
| 2.8.3 Расчет теплообменников для нагрева свежей воды | 51 |
| 2.8.4 Материальный баланс электрообессоливающей установки | 53 |

| | |
|---|----|
| 2.8.5 Подбор стандартизированного аппарата воздушного охлаждения горизонтального типа для охлаждения солевого раствора, уходящего с установки | 53 |
| 2.8.7 Подбор смесителей | 54 |
| 2.8.8 Расчет систем горизонтальных цилиндрических электродегидраторов непрерывного действия | 54 |
| 2.8.9 Подбор емкостей | 57 |
| 2.8.10 Подбор насосов | 57 |
| 2.9 Выбор основного технологического оборудования | 58 |
| 3 Строительные решения | 60 |
| 3.1 Выбор района строительства | 60 |
| 3.2 Объемно - планировочные решения зданий и сооружений | 61 |
| 3.3 Конструктивные решения зданий и сооружений | 62 |
| 3.4 Размещения основного оборудования | 64 |
| 4 Генеральный план и транспорт | 66 |
| 4.1 Характеристика района и промышленной площадки предприятия | 66 |
| 4.2 Размещения установки на генеральном плане | 66 |
| 4.3 Присоединение установки к инженерным сетям | 67 |
| 4.4 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки | 68 |
| 4.5 Транспорт | 70 |
| 4.6 Благоустройство и озеленение промышленной площадки | 71 |
| 5 Безопасность и экологичность проекта | 72 |
| 5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов | 72 |
| 5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки | 72 |
| 5.1.2 Электробезопасность | 74 |
| 5.1.3 Производственный шум и вибрация | 75 |
| 5.1.4 Нормализация воздуха рабочей среды | 75 |
| 5.1.5 Производственное освещение | 76 |
| 5.1.6 Взрыво- и пожаробезопасность | 76 |
| 5.2 Мероприятия по экологической безопасности оборудования | 78 |
| Заключение | 80 |
| Список сокращений | 81 |
| Список использованных источников | 82 |

ВВЕДЕНИЕ

Среди полезных ископаемых нефть известна как горючее с наивысшей теплотой сгорания, т.к. в ней содержится наибольшее количество водорода. Из компонентов горючих ископаемых водород обладает самой высокой теплотой сгорания. Из нефти производится широкий спектр разнообразных нефтепродуктов: топлив, масел и различных химических веществ.

Нефть представляет собой сложную смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, различных по молекулярному весу и температуре кипения. Кроме того, в нефти содержатся сернистые, кислородные и азотистые органические соединения. Для производства многочисленных продуктов различного назначения и со специфическими свойствами применяют методы разделения нефти на фракции и группы углеводородов, а также изменения ее химического состава.

Различают первичные и вторичные методы переработки нефти:

- к первичным относят процессы разделения нефти на фракции, когда используются ее потенциальные возможности по ассортименту, количеству и качеству получаемых продуктов и полупродуктов – перегонка нефти;

- к вторичным относят процессы деструктивной переработки нефти и очистки нефтепродуктов, предназначенные для изменения ее химического состава путем термического и каталитического воздействия.

При помощи этих методов удается получить нефтепродукты заданного качества и в больших количествах, чем при прямой перегонке нефти. Добываемая на промыслах нефть, помимо растворенных в ней газов, содержит некоторое количество примесей: частицы песка, глины, кристаллы солей, а также воду, в которой растворены соли, преимущественно хлориды натрия, кальция и магния, реже карбонаты и сульфаты. Содержание твердых частиц в неочищенной нефти обычно не превышает 1,5%, а количество воды может изменяться в широких пределах. С увеличением продолжительности эксплуатации месторождения возрастает обводнение нефтяного пласта и содержание воды в добываемой нефти. В нефти, поступающей на переработку, должно быть не более 0,3% воды. Присутствие в нефти механических примесей затрудняет ее транспортирование по трубопроводам и переработку, вызывает коррозию внутренних поверхностей труб нефтепроводов и образование отложений в теплообменниках, печах и холодильниках, что приводит к снижению коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков от перегонки нефти (мазутов и гудронов), содействует образованию стойких эмульсий. Кроме того, в процессе добычи и транспортировки нефти происходит весомая потеря легких компонентов нефти (метан, этан, пропан и т.д., включая бензиновые фракции) – примерно до 5% от фракций, выкипающих до 100°C.

С целью понижения затрат на переработку нефти, вызванных потерей легких компонентов и чрезмерным износом нефтепроводов и аппаратов

переработки, добываемая нефть подвергается предварительной обработке, которая осуществляется на блоке ЭЛОУ. Он является важнейшим условием обеспечения работы установок первичной переработки нефти, и получения качественных фракций для дальнейшей их переработки.

Содержание солей в нефти, поступающей 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 нефти постоянно возрастают, так как только снижение содержания солей с 20 до 5 мг/л дает значительную экономию: примерно вдвое увеличивается межремонтный пробег атмосферно-вакуумных установок, сокращается расход топлива, уменьшается коррозия аппаратуры, снижаются расходы катализаторов, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

В основе процесса обезвоживания лежит разрушение нефтяной эмульсии, которая образуется при смешении с пресной водой нефти, эмульсия далее подвергается расслаиванию.

Электрообессоливание и обезвоживание нефти производится в специальных аппаратах-электродегидраторах.

Электрообессоливающие установки проектируют двухступенчатыми:

- в электродегидраторах I ступени удаляется 75 – 80 % (масс.) соленой воды и 95 – 98 % (масс.) солей;
- а в электродегидраторах II ступени 60 – 65 % (масс.) оставшейся эмульсионной воды и примерно 92 % (масс.) оставшихся солей.

Число устанавливаемых электродегидраторов при двухступенчатом обессоливании зависит от объема и качества (т.е. содержания воды, солей и стойкости эмульсий) обрабатываемой нефти, от типа и производительности аппарата.

В дипломном проекте разработана технологическая схема переработки нефти Белозерского месторождения с производительностью по установке ЭЛОУ 8 млн. т/год.

1 Технико-экономическое обоснование

Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая электрообессоливающая установка, является предприятием топливного направления, перерабатывающим Белозерскую нефть.

Электрообессоливающая установка относится к установкам, являющаяся неотъемлемой частью НПЗ. Установка предназначена для обессоливания и обезвоживания поступающей на завод нефти.

Мощность установки 8 млн. тонн/год. Она является важнейшим условием обеспечения работы установок первичной перегонки нефти, и получения качественных фракций для дальнейшей их переработки. Требования к ограничению содержания солей и воды в нефти постоянно возрастают, так как только снижение содержания солей с 20 до 5 мг/л дает значительную экономию: примерно вдвое увеличивается межремонтный пробег атмосферно-вакуумных установок, сокращается расход топлива, уменьшается коррозия аппаратуры, снижаются расходы катализаторов, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

Выбор точки строительства нефтеперерабатывающего завода зависит от ряда факторов, главный из которых – потребность близлежащих районов в нефтепродуктах. Так как транспорт нефти намного дешевле, чем транспорт отдельных нефтепродуктов. Для нефти нужен 1 нефтепровод, а для каждого нефтепродукта – свой продуктопровод. Затраты по эксплуатации НПЗ существенно меньше.

При выборе района строительства НПЗ необходимо учитывать не только существующую, но и перспективную потребность нефтепродуктах. Перспективная потребность определяется на основе планов развития промышленности региона, численности населения, наличие квалифицированных работников, наличие развитой инфраструктуры – жилье, коммунальное хозяйство, транспорт, социальные условия, образовательные учреждения и т.д.

При выборе месторасположения завода учитывают следующие факторы:

- природные;
- климатические;
- геологические;
- гидрологические и экономические.

Как подтвердил экономический анализ рентабельнее транспортировать сырье (нефть) к месту концентрированного потребления нефтепродуктов, чем перевозить нефтепродукты с заводов, расположенных вблизи промыслов. Поэтому нефтеперерабатывающий завод располагаем непосредственно в районах с высокой плотностью потребления нефтепродуктов.

Приморский край – это развитая промышленная зона, нуждающаяся в нефтепродуктах. Владивосток – город и порт на Дальнем Востоке России, административный центр Приморского края.

Территория города занимает 331,16 кв.км. Во Владивостоке довольно широко развита судоремонтная, деревообрабатывающая, строительная, химическая, энергетическая, пищевая (в том числе рыбная, мясомолочная, пищевкусовая), полиграфическая, медицинская промышленность.

Владивосток – это, прежде всего, мощнейший транспортный узел, во многом определяющий состояние всей экономики не только края, но и других территорий Дальнего Востока.

Из Владивостока начинаются морские трансконтинентальные линии вовсе моря и океаны земного шара. Морские суда Дальневосточного морского пароходства ежегодно посещают более 300 портов в 60 странах мира.

Важное значение в транспортной инфраструктуре имеет автотранспорт. Владивосток чрезвычайно автомобилизованный город. В последние годы здесь все более активно берутся за капитальный ремонт внутригородских дорог, строятся дорожные развязки, пешеходные переходы.

Основное назначение проектируемого НПЗ – обеспечение продуктами НПЗ не только Приморского края, но и прилегающих к ней территорий, чему способствует развитая транспортная инфраструктура области.

Налажены торгово-экономические отношения с Китаем.

2 Технологические решения

2.1 Теоретические основы процесса

2.1.1 Шифр нефти и ее связь с технологией их переработки

Нефти различных месторождений даже в пределах одного месторождения значительно отличаются друг от друга по химическому составу, а также по содержанию смол, серы и парафина.

В разное время предлагались различные химические, генетические, промышленные и товарные классификации нефтей. В настоящее время действует технологическая классификация нефтей.

В основу ее положено содержание серы в нефтях и светлых нефтепродуктах, выход фракций, выкипающих до 350°C, потенциальное содержание, а также индекс вязкости базовых масел и содержание парафина в нефтях.

Используя эту классификацию, для любой промышленной нефти можно составить шифр. По шифру нефти легко составить представление о наиболее рациональных путях её переработки и о возможности замены ею ранее применявшейся в данном технологическом процессе.

Шифр Белозерской нефти представлен в таблице 1 [1, 2].

Таблица 1 – Шифр Белозерской нефти

| Нефть | Шифр нефти | | | | |
|-------------|------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Класс | Тип | Группа | Подгруппа | Вид |
| Белозерская | II | T ₂ | M ₂ | I ₂ | P ₂ |

Шифр нефти является как бы ее технологическим паспортом, определяющим направление ее переработки (на топлива или масла), набор технологических процессов (сероочистка, депарафинизация) и ассортимент конечных продуктов.

2.1.2 Физико-химические основы обессоливания и обезвоживания

В нефти, поступающей на установку, содержится воды до 0,5 % вес, солей до 100 мг/л.

Содержащаяся в нефти вода с растворенными в ней солями, преимущественно хлоридами, является не только ненужной примесью, но вызывает сильную коррозию оборудования и ухудшает качество остаточных газотурбинных и котельных топлив, сырья для каталитических процессов.

В процессе электрообессоливания извлекаются также металлоорганические соединения никеля, ванадия и других металлов. Вместе с ними удаляются, в частности, соединения мышьяка, отравляющего платиновый катализатор риформинга.

Нефть в электродегидраторы вводится через маточки, создающие равномерный поток нефти в электрическом поле снизу вверх. При попадании нефтяной эмульсии в переменное электрическое поле высокого напряжения частицы воды, заряженные отрицательно, передвигаются внутри элементарной капли, придавая ей грушевидную форму, острый конец которой обращен к положительно заряженному электроду. При перемене полярности электродов капля вытягивается острым концом в противоположную сторону. Подобные изменения происходят с частотой, равной частоте промышленного тока 50 герц.

При этом отдельные капли, стремясь передвигаться по направлению к положительному электроду, сталкиваются друг с другом, в результате чего они укрупняются и под действием сил гравитации, превышающих силы электрического притяжения, оседают в электродегидраторе вместе с растворенными в них солями.

Обессоленная нефть содержит коррозионно-агрессивные компоненты: серу, хлорсодержащие и азотсодержащие соединения, сероводород, хлористый водород, воду, которые в процессе переработки нефти вызывают электрохимическую коррозию колонн, конденсационно-холодильного и емкостного оборудования, трубопроводов.

При подогреве нефти до 120°C и выше в присутствии следов воды происходит интенсивный гидролиз хлоридов с выделением сильно коррозионного агента - хлористого водорода. Гидролиз хлоридов идет согласно следующим уравнениям:



С повышением температуры скорость гидролиза значительно увеличивается. Из содержащихся в нефти хлоридов наиболее легко гидролизуется хлористый магний, за ним следует хлористый кальций и最难的 в гидролизе хлористый натрий.

Для подавления хлористоводородной коррозии аппаратуры ЭЛОУ-АТ предусмотрена подача 1 – 2 % щелочного раствора в трубопровод нефти. Для увеличения срока службы оборудования и трубопроводов на установках первичной перегонки нефти применяется защелачивание нефти, использование ингибиторов коррозии или ингибиторной композиции. Суть защелачивания заключается в превращении хлоридов кальция и магния в некоррозионный хлорид натрия, а также в уменьшении кислотности нефти:



Для защелачивания нефти используется 1,2 – 2,0% щелочной раствор:



Для предотвращения образования HCl.

Для удаления солей вся нефть подвергается обессоливанию. С этой целью нефть интенсивно смешивается со свежей водой в смесителях на входе в электродегидраторы, а образовавшаяся эмульсия воды и нефти разрушается и расслаивается в электрическом поле высокого напряжения электродегидраторов.

Основным фактором, на эффективность процесса деэмульсации, является благоприятные условия осаждения, которые можно оценить отношением:

$$S/V, \quad (6)$$

где S – средняя площадь горизонтального сечения, m^2 ;

V – объем электродегидратора, m^3 .

Чем больше S/V, тем лучше условия осаждения, так как снижается линейная скорость вертикального движения нефти и водяным каплям легче осаждаться.

Так как на каждую каплю воды, действует Стоксова сила вязкого сопротивления нефти, пропорциональная вязкости нефти, скорости ее потока,

радиусу капли воды и совпадающая по направлению с вектором скорости потока.

Таким образом, линейная скорость движения нефти в электродегидраторе должна быть как минимум в два раза меньше рассчитанной скорости осаждения капелек воды. Для гарантированного осаждения можно рекомендовать двухкратный запас, т. е $u_{\text{пок}} \geq 4u_n$.

Скорость осаждения капелек воды $u_{\text{пок}}$ в неподвижной среде при ламинарном характере движения (Re от 2 до 10^4) определяется формулой Стокса:

$$u_{\text{пок}} = \frac{d^2 \cdot g(\rho_b - \rho_n)}{18 \nu_n \cdot \rho_n}, \quad (7)$$

где d – диаметр наименьших капелек воды, м;

ρ_n, ρ_b – плотность воды и нефти соответственно при температуре отстоя, кг/м³;

ν_n – кинематическая вязкость при температуре отстоя, м²/с.

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

Вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, называются эмульгаторами.

Вещества, разрушающие поверхностную адсорбционную пленку стойких эмульсий, деэмульгаторами.

Различают следующие типы нефтяных эмульсий:

- нефть в воде (гидрофильная или эмульсия прямого вида);
- 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.

Эмульгаторами обычно являются полярные вещества нефти, такие, как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси.

Деэмульгаторы – это специально синтезированные химические соединения, снижающие дисперсность эмульсии или разрушающие поверхностную пленку.

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.

Деэмульгаторы по растворимости в воде условно можно разделить на водорастворимые, нефтерастворимые и водонефтерастворимые

Водорастворимые деэмульгаторы применяют в виде 1 – 2% 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.

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 $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ 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 [2, 3, 4].

2.1.3 Основные факторы, определяющие выход и качество обессоленной нефти

Глубокое обессоливание нефти обеспечивает снижение коррозии и уменьшение отложений в аппаратуре, увеличение межремонтных пробегов установок, улучшение качества сырья для каталитических процессов, а также товарных продуктов-топлив, битума, электродного кокса.

Влияние отдельных технологических факторов на процесс обессоливания очень важно. К таким основным факторам можно отнести: свойства нефти, эффективность работы электродегидраторов первой и второй ступени, действия деэмульгатора, интенсивность смешения нефти с водой, оптимальное время контакта и др.

От свойств нефти, поступающей на НПЗ, зависит устойчивость эмульсии. Легкие и маловязкие нефти с низким содержанием асфальто-смолистых

веществ образуют с пластовой водой менее устойчивые эмульсии, и поэтому внедрение деэмульгатора прямо на промысле для таких нефтей не обязательно.

На ряде ЭЛОУ НПЗ вместе с промывной водой подают щелочь, это необходимо для подавления сероводородной коррозии, если в нефти содержится свободный сероводород, и для нейтрализации органических кислот, попадающих в нефть при кислотной обработке скважин. В любом другом случае щелочь подавать не рекомендуется, так как она может ухудшить условия деэмульгирования, осаждая соли магния, кальция и других металлов из пластовой воды.

Большое значение для глубины обессоливания имеет качество применяемой на ЭЛОУ воды. Для второй ступени лучше всего подходит очищенная пресная вода или конденсат.

Кроме того, для получения более чистой нефти после обессоливания необходимо найти оптимальные условия – температуру и давление в электродегидраторе, эти данные обычно для каждой нефти свои и определяются опытным путем.

Зависимость обессоливания нефти от температуры заключается в следующем:

- с повышением температуры до определенных пределов снижается вязкость нефти, что облегчает седиментацию глобул воды, уменьшается прочность защитных пленок, за счет их размягчения и большей растворимости в нефтяной среде, а также увеличивается скорость движения глобул, что ведет к их слиянию и в конечном итоге ускоряет разделение нефтяной и водной фаз. В то же время повышение температуры в электродегидраторах связано с некоторым увеличением затрат и эксплуатационных расходов.

В процессе обессоливания давление в электродегидраторах определяется давлением насыщенных паров нефти, перепадом давлений на каждой ступени ЭЛОУ и гидравлическим сопротивлением участков технологической схемы после блока ЭЛОУ. Оно не должно превышать давление на которое рассчитаны электродегидраторы.

На установках электрообессоливания применяют деэмульгаторы как водорастворимые, так и нефтерастворимые. Последние предпочтительнее, так как они в меньшей степени вымываются водой и не загрязняют сточные воды. Кроме того, нефтерастворимые деэмульгаторы легче попадают на поверхность раздела фаз разрушаемой эмульсии и в силу этого являются более эффективными.

С внедрением мощных комбинированных установок возрастают требования к надежности работы оборудования и, следовательно, необходимость более глубокой очистки нефти становится весьма актуальной [4, 5, 6, 7].

2.2 Характеристика исходной нефти

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Белозерского месторождения.

Показатели, характеризующие Белозерскую нефть и её фракции, представлены в виде таблиц взятых из пособия [2].

Общая физико-химическая характеристика нефти представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Общая физико-химическая характеристика нефти

| Наименование показателей | Значение |
|---------------------------------------|----------|
| Плотность при 20°C кг/м ³ | 0,8453 |
| Кинематическая вязкость: | |
| 20°C | 11,68 |
| 50°C | 5,94 |
| Парафин: | |
| -содержание, % | 5,7 |
| -температура плавления, °C | 55 |
| Температура застывания: | |
| С термообработкой, °C | -25 |
| Без термообработки, °C | -7 |
| Содержание, % масс | |
| -общей серы | 1,81 |
| -смолы сернокислотные | 28 |
| -силикагелевых смол | 11,07 |
| -асфальтено | 1,39 |
| Кислотное число, мг КОН на 1 кг нефти | 0,02 |
| Коксуюмость, % масс | 3,34 |
| Температура вспышки в закрытом тигле | -23 |

Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в Белозерской нефти представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в Белозерской нефти

| Отгоняется до температуры, °C | Выход на нефть, (суммарный), % | Отгоняется до температуры, °C | Выход на нефть, % |
|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| 28(газ до C ₄) | 1,6 | 250 | 31,8 |
| 60 | 4,5 | 260 | 32,7 |
| 62 | 4,8 | 270 | 34,0 |
| 85 | 7,6 | 280 | 35,7 |
| 95 | 8,1 | 290 | 37,0 |
| 100 | 9,6 | 300 | 38,5 |
| 105 | 10,2 | 310 | 40,4 |
| 110 | 10,9 | 320 | 41,8 |
| 120 | 12,5 | 330 | 43,6 |

Окончание таблицы 3

| Отгоняется до температуры, °C | Выход на нефть, (суммарный), % | Отгоняется до температуры, °C | Выход на нефть, % |
|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| 122 | 12,8 | 340 | 45,0 |
| 130 | 14,0 | 350 | 46,4 |
| 140 | 15,6 | 360 | 48,0 |
| 145 | 16,2 | 370 | 49,6 |
| 150 | 16,8 | 380 | 51,0 |
| 160 | 18,4 | 400 | 54,0 |
| 170 | 20,0 | 410 | 55,5 |
| 180 | 21,2 | 420 | 57,0 |
| 190 | 22,8 | 430 | 58,4 |
| 200 | 24,4 | 440 | 60,0 |
| 210 | 25,6 | 450 | 61,2 |
| 220 | 27,0 | 500 | 65,4 |
| 230 | 28,4 | Остаток | 34,6 |
| 240 | 29,9 | | |

2.3 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

Технологическая схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах того или иного ассортимента, качеством перерабатываемого сырья, состоянием разработки тех или иных технологических процессов. Решающим фактором является потребность в нефтепродуктах. Первичная перегонка нефти предназначена для получения нефтяных фракций, которые в дальнейшем используются как сырье для последующей переработки или в качестве компонентов товарной продукции.

В настоящее время разработаны процессы, позволяющие получать основные сорта нефтепродуктов высокого качества, практически из любой нефти. Однако для производства таких продуктов, как битумы, нефтяной кокс, отдельные сорта смазочных масел, требуются специальные виды сырья. На данный момент следует учитывать также и состояние экономики в стране в целом и в конкретном регионе в частности.

Эти факторы являются основополагающими при проектировании схемы НПЗ.

Ни один завод не может вырабатывать всю номенклатуру необходимых нефтепродуктов. Современные производства ориентируются на максимальную производительность.

Одна из классификаций нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) включает пять типов:

- топливный с неглубокой переработкой нефти;
- топливный с глубокой переработкой нефти;
- топливно-нефтехимический с глубокой переработкой нефти и производством нефтехимической продукции;
- топливно-масляный.

На заводах первых двух типов вырабатывают различные виды топлива. При неглубокой переработке из нефти получают до 35% светлых нефтепродуктов. При глубокой переработке соотношение обратное. Это достигается применением вторичных методов переработки: катализитического крекинга; гидрокрекинга; коксования и др.

На заводах третьего типа помимо топлив вырабатываются нефтехимические продукты. В качестве сырья используют либо газы, либо бензиновые и керосино-дизельные фракции первичной переработки нефти.

На заводах топливно-масляного типа наряду с топливами вырабатывают широкий ассортимент масел, парафины, битум и др.

По шифру нефти легко составить представление о наиболее рациональных путях её переработки и о возможности замены ею ранее применявшейся в данном технологическом процессе.

Белозерская нефть по технологической классификации нефтей, согласно ГОСТ 912-66, имеет шифр: 2.2.2.2, то есть относится к сернистым, имеет среднее содержание базовых масел, содержание парафинов – 1,5-6%.

Данную нефть целесообразно перегонять по топливному варианту с получением в атмосферной части светлых топливных фракций (бензин, авиакеросин или зимнее дизтопливо и компонент летнего дизтоплива) и остатка (сырья для получения битума).

Завод имеет в своём составе установки первичной и вторичной переработки:

- из первичной – это обессоливание, обезвоживание нефти, перегонка с выделением бензиновой, керосиновой, дизельной фракций;

- из вторичной перегонки – риформинг, в режиме производства высокооктанового бензина. Керосиновая и дизельная фракции очищаются от сернистых соединений на установке гидроочистки; часть дизельной фракции депарафинизируется с получением жидких парафинов C₁₀-C₂₀ и зимнего дизельного топлива. Газовые потоки риформинга поступают на ГФУ для получения товарных сжиженных газов-пропана, н-бутана, изо-бутана и т.д.

Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти представлена на рисунке 1 [6].

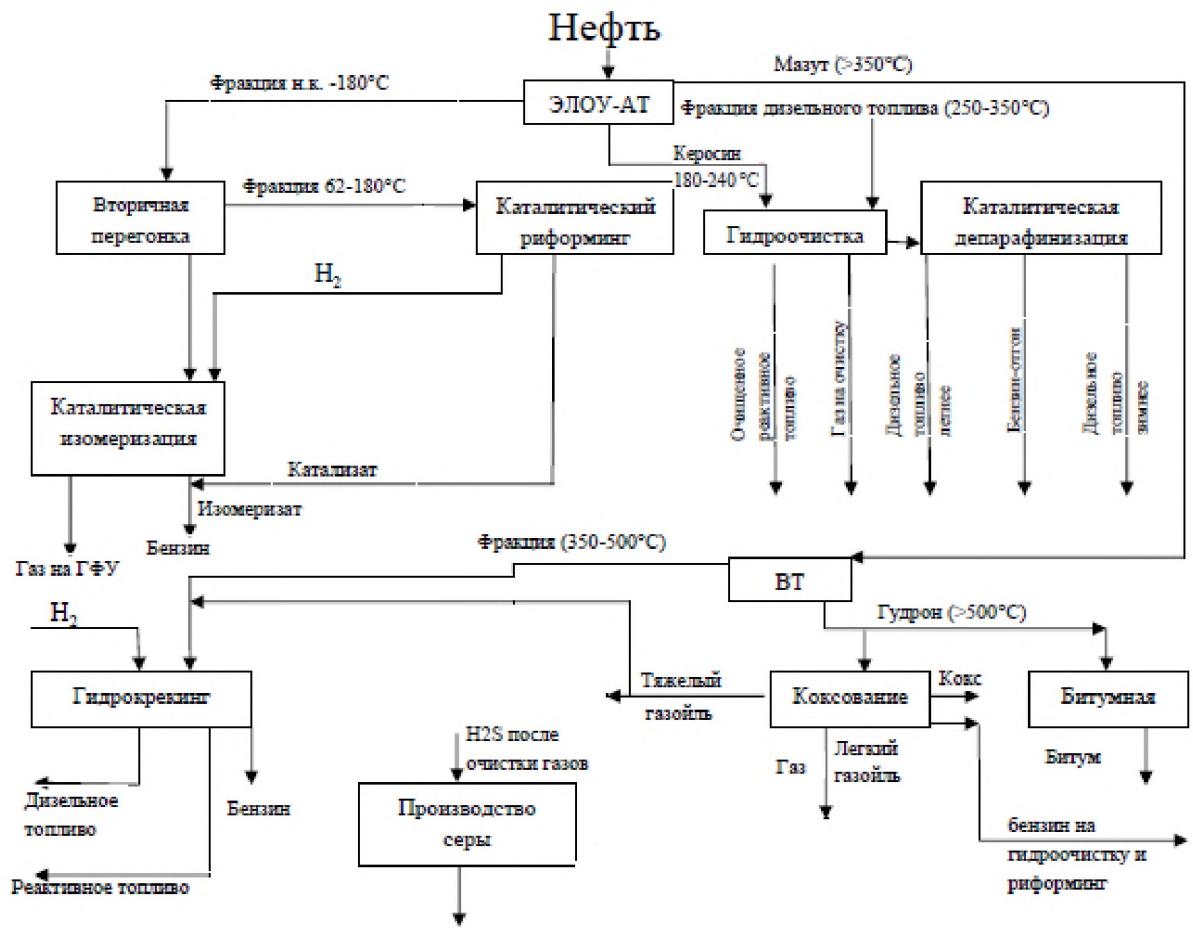


Рисунок 1 – Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Тяжёлый остаток АТ-мазут выпускается как сырьё для битумной установки (для получения гудрона, который далее окисляется до битума).

При составлении технологической схемы и материального баланса НПЗ, принимались ряд соображений, некоторые из которых приведены ниже:

- производительность установок или секций обессоливания должна обеспечивать обессоливание и обезвоживание всей нефти, поступающей на завод;

- при составлении баланса по прямогонным бензинам следует предусматривать полное использование бензиновых фракций (кроме лёгкого бензина фр. 62 – 85°C) для каталитического риформирования;

- в общем случае считается, что если НПЗ должен производить большое количество автобензина, то в его состав включают установки каталитического риформинга, каталитической изомеризации. Эти процессы позволяют значительно увеличить отбор высокооктановых бензинов, не нарушая экологических норм;

- для обеспечения требуемого давления насыщенных паров автобензинов к ним добавляют бутаны. Учитывая ценность изобутана, необходимо

предусматривать разделение суммарной бутановой фракции на нормальный компонент и изокомпонент с тем, чтобы не направлять в бензин изобутан [2].

2.4 Материальный баланс предприятия по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой представлен в таблице 4 [9].

Таблица 4 – Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой

| Процессы и продукты | % на сырьё установки | % на нефть | тонн/год |
|--|----------------------|------------|-----------|
| 1 Обессоливание нефти | | | |
| Поступило: | | | |
| Нефть сырая | 101,0 | 101,0 | 8000000 |
| Нефть обессоленная | 100,0 | 100,0 | 7920792,1 |
| Вода и соли | 1,0 | 1,0 | 79207,9 |
| Получено: | | | |
| Всего: | 101,0 | 101,0 | 8000000,0 |
| 2 Атмосферно-вакуумная перегонка | | | |
| Поступило: | | | |
| Нефть обессоленная | 100 | 100 | 7920792,1 |
| Получено: | | | |
| Газ и головка стабилизации | 1,6 | 1,6 | 126732,7 |
| Фракция н.к. -62°C | 3,2 | 3,2 | 253465,3 |
| 62-85°C | 2,8 | 2,8 | 221782,2 |
| 85-105°C | 2,6 | 2,6 | 205940,6 |
| 105-140°C | 5,4 | 5,4 | 427722,8 |
| 140-180°C | 5,6 | 5,6 | 443564,4 |
| 180-230°C | 7,2 | 7,2 | 570297,0 |
| 230-350°C | 18 | 18 | 1425742,6 |
| 350-500°C | 19 | 19 | 1504950,5 |
| Гудрон | 33,9 | 33,9 | 2685148,5 |
| Потери | 0,7 | 0,7 | 55445,5 |
| Всего: | 100 | 100 | 7920792,1 |
| 3 Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов | | | |
| Поступило: | | | |
| Фракция 62-85°C | 68,3 | 2,8 | 221782,2 |
| 85-105°C | 31,7 | 1,3 | 102970,3 |
| Всего: | 100 | 4,1 | 324752,5 |
| Получено: | | | |
| Бензол | 11,8 | 0,48 | 38320,8 |
| Толуол | 11,9 | 0,49 | 38645,5 |
| Сольвент | 3 | 0,12 | 9742,6 |
| Рафинат | 56 | 2,30 | 181861,4 |

Продолжение таблицы 4

| Процессы и продукты | % на сырьё установки | % на нефть | тонн/год |
|---|----------------------|------------|-----------|
| ВСГ | 5 | 0,21 | 16237,6 |
| Головка стабилизации | 5 | 0,205 | 16237,6 |
| Газ | 6 | 0,246 | 19485,1 |
| Потери | 1,3 | 0,0533 | 4221,8 |
| Всего: | 100 | 4,1 | 324752,5 |
| 4 Каталитический риформинг | | | |
| Поступило: | | | |
| Фракция 85-105°C | 11,0 | 1,3 | 102970,3 |
| 105-140°C | 45,9 | 5,4 | 427722,8 |
| 140-180°C | 20,4 | 2,4 | 190099,0 |
| Тяж. Бензин гидрокрекинга | 19,2 | 2,25 | 178541,0 |
| Бензины-отгоны гидроочистки | 3,5 | 0,42 | 32919,8 |
| Всего: | 100 | 11,77 | 932252,9 |
| Получено: | | | |
| Катализат | 83 | 9,77 | 773769,9 |
| ВСГ | 5 | 0,59 | 46612,6 |
| В т.ч. Водород | 1,1 | 0,13 | 10254,8 |
| Головка стабилизации | 5 | 0,59 | 46612,6 |
| Газ | 6 | 0,71 | 55935,2 |
| Потери | 1 | 0,12 | 9322,5 |
| Всего: | 100 | 11,77 | 932252,9 |
| 5 Гидроочистка керосина | | | |
| Поступило: | | | |
| Фракция 140-180°C | 39,02 | 3,20 | 253465,3 |
| 180-230°C | 60,98 | 5,00 | 396039,6 |
| ВСГ | 1,20 | 0,10 | 7794,1 |
| В т.ч. Водород | 0,30 | 0,02 | 1948,5 |
| Всего: | 101,2 | 8,30 | 657299,0 |
| Получено: | | | |
| Гидроочищенный керосин | 97,2 | 7,97 | 631440,5 |
| Бензин-отгон | 1,5 | 0,12 | 9744,5 |
| Сероводород | 0,1 | 0,01 | 649,6 |
| Газ | 2 | 0,16 | 12992,6 |
| Потери | 0,4 | 0,03 | 2598,5 |
| Всего: | 101,2 | 8,30 | 657425,7 |
| 6 Гидроочистка дизельных фракций | | | |
| Поступило: | | | |
| Фракция 180-230°C | 8,27 | 2,2 | 174257,4 |
| 230-350°C | 67,67 | 18 | 1425742,6 |
| Легкий газойль коксования | 24,06 | 6,4 | 506851,5 |
| ВСГ | 1,8 | 0,48 | 37924,8 |
| (В т.ч. Водород) | 0,4 | 0,11 | 8427,7 |
| Всего: | 101,8 | 27,08 | 2144776,2 |

Продолжение таблицы 4

| Процессы и продукты | % на сырьё установки | % на нефть | тонн/год |
|--|----------------------|------------|-----------|
| Получено: | | | |
| Гидроочищенное ДТ | 97,1 | 25,83 | 2045754,2 |
| Бензин-отгон | 1,1 | 0,29 | 23175,4 |
| Сероводород | 0,8 | 0,21 | 16854,8 |
| Газ | 2,3 | 0,61 | 48457,6 |
| Потери | 0,4 | 0,11 | 8427,4 |
| Всего: | 101,8 | 27,08 | 2144776,2 |
| 7 Адсорбционная депарафинизация ДТ | | | |
| Поступило: | | | |
| Гидроочищенное ДТ | 100 | 5,83 | 461595,7 |
| Водород | 1 | 0,06 | 4616,0 |
| Всего: | 101 | 5,89 | 466211,7 |
| Получено: | | | |
| ДТ Зимнее | 80,3 | 4,68 | 370661,4 |
| Промежуточная фракция | 9,1 | 0,53 | 42005,2 |
| Парафин жидкий | 11,2 | 0,65 | 51698,7 |
| Потери | 0,4 | 0,02 | 1846,4 |
| Всего: | 101 | 5,89 | 466211,7 |
| 8 Газофракционирование предельных газов | | | |
| Поступило: | | | |
| Газ и головка АВТ | 50,78 | 1,60 | 126732,7 |
| Головка каталитического риформинга | 25,18 | 0,79 | 62850,3 |
| Головка гидрокрекинга | 24,03 | 0,76 | 59978,6 |
| Всего: | 100 | 3,15 | 249561,6 |
| Получено: | | | |
| Пропан | 21,6 | 0,68 | 53905,3 |
| Изобутан | 16,1 | 0,51 | 40179,4 |
| н-Бутан | 33 | 1,04 | 82355,3 |
| Изопентан | 8,6 | 0,27 | 21462,3 |
| н-Пентан | 11 | 0,35 | 27451,8 |
| Газовый бензин | 1,8 | 0,06 | 4492,1 |
| Газ | 6,5 | 0,20 | 16221,5 |
| Потери | 1,4 | 0,04 | 3493,9 |
| Всего: | 100 | 3,15 | 249561,6 |
| 9 Изомеризация | | | |
| Поступило: | | | |
| Фракция н.к.-62°C | 90,9 | 3,2 | 253465,3 |
| Пентан с ГФУ | 9,8 | 0,35 | 27451,8 |
| ВСГ | 1,1 | 0,04 | 3066,9 |
| в т.ч. Водород | 0,2 | 0,007 | 557,6 |
| Всего: | 101,1 | 3,59 | 283984,0 |
| Получено: | | | |
| Изопентан | 69,8 | 2,48 | 196064,2 |

Продолжение таблицы 4

| Процессы и продукты | % на сырьё установки | % на нефть | тонн/год |
|-------------------------------------|----------------------|------------|-----------|
| Изогексан | 26,3 | 0,93 | 73875,2 |
| Газ | 4 | 0,14 | 11235,8 |
| Потери | 1 | 0,035 | 2808,9 |
| Всего: | 101,1 | 3,59 | 283984,0 |
| 10 Производство битумов | | | |
| Поступило: | | | |
| Гудрон | 56,1 | 6,4 | 506930,7 |
| Фракция 350-500°C | 43,9 | 5,0 | 396039,6 |
| ПАВ | 3 | 0,34 | 27089,1 |
| Всего: | 103,0 | 11,742 | 930059,4 |
| Получено: | | | |
| Битумы дорожные | 72,7 | 8,29 | 656459,4 |
| Битумы строительные | 26,4 | 3,01 | 238384,2 |
| Отгон | 1,3 | 0,15 | 11738,6 |
| Газы окисления | 1,6 | 0,18 | 14447,5 |
| Потери | 1,0 | 0,11 | 9029,7 |
| Всего: | 103,0 | 11,742 | 930059,4 |
| 11 Гидрокрекинг дистиллята | | | |
| Поступило: | | | |
| Фракция 350-500°C | 79,5 | 14 | 1108910,9 |
| Деасфальтизат | 20,5 | 3,61 | 285940,6 |
| Водород с водородной установки | 3 | 0,53 | 41845,5 |
| Всего: | 103 | 18,14 | 1436697,0 |
| Получено: | | | |
| Бензин легкий | 2,6 | 0,46 | 36266,1 |
| Бензин тяжелый | 12,8 | 2,25 | 178541,0 |
| Реактивное топливо | 20,9 | 3,68 | 291524,0 |
| Дизельное топливо | 46 | 8,10 | 641631,7 |
| Тяжелый газойль (выше 350°C) | 7,9 | 1,39 | 110193,3 |
| Сероводород | 2,3 | 0,41 | 32081,6 |
| Газ | 5,2 | 0,92 | 72532,3 |
| Головка стабилизации | 4,3 | 0,76 | 59978,6 |
| Потери | 1 | 0,18 | 13948,5 |
| Всего: | 103 | 18,14 | 1436697,0 |
| 12 Коксование | | | |
| Поступило: | | | |
| Гудрон | 75,9 | 18,0 | 1425742,6 |
| Асфальт с установки деасфальтизации | 24,1 | 5,7 | 451485,1 |
| Всего: | 100 | 23,7 | 1877227,7 |
| Получено: | | | |
| Газ и головка стабилизации | 8,6 | 2,04 | 161441,6 |
| Бензин | 13 | 3,08 | 244039,6 |
| Легкий газойль | 27 | 6,40 | 506851,5 |

Окончание таблицы 4

| Процессы и продукты | % на сырьё установки | % на нефть | тонн/год |
|-----------------------------------|----------------------|------------|-----------|
| Тяжелый газойль | 24,4 | 5,78 | 458043,6 |
| Кокс | 24 | 5,69 | 450534,7 |
| Потери | 3 | 0,71 | 56316,8 |
| Всего: | 100 | 23,7 | 1877227,7 |
| 13 Деасфальтизация гудрона | | | |
| Поступило: | | | |
| Гудрон | 100 | 9,5 | 752475,2 |
| Всего: | 100 | 9,5 | 752475,2 |
| Получено: | | | |
| Асфальт на замедленное коксование | 60 | 5,7 | 451485,1 |
| Деасфальтизат на гидрокрекинг | 38 | 3,61 | 285940,6 |
| Потери | 2 | 0,19 | 15049,5 |
| Всего: | 100 | 9,5 | 752475,2 |
| 14 Производство серы | | | |
| Поступило: | | | |
| Сероводород | 100 | 0,63 | 49586,0 |
| Всего: | 100 | 0,63 | 49586,0 |
| Получено: | | | |
| Сера элементная | 97 | 0,61 | 48098,5 |
| Потери | 3 | 0,02 | 1487,6 |
| Всего: | 100 | 0,63 | 49586,0 |
| 15 Производство водорода | | | |
| Поступило: | | | |
| Сухой газ | 32,7 | 0,988 | 78279,3 |
| Хим.очищенная вода (на реакцию) | 67,3 | 2,03 | 161107,0 |
| Всего: | 100,0 | 3,022 | 239386,3 |
| Получено: | | | 0,0 |
| Водород технический | 18,2 | 0,550 | 43568,3 |
| Двуокись углерода | 77,8 | 2,35 | 186242,5 |
| Потери | 4,0 | 0,121 | 9575,5 |
| Всего: | 100,0 | 3,022 | 239386,3 |

Сводный материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Сводный материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

| Компоненты | Топливный вариант с глубокой переработкой | тонн/год |
|----------------------------|---|------------|
| Поступило | | |
| Нефть обессоленная | 100,00 | 7920792,08 |
| ПАВ на производство битума | 0,34 | 27089,11 |

Продолжение таблицы 5

| Компоненты | Топливный вариант с глубокой переработкой | тонн/год |
|---|---|--------------|
| Вода на производство водорода | 2,03 | 161106,97 |
| Всего | 102,38 | 8108988,16 |
| Получено | | |
| Автомобильный бензин | 19,54 | 1547967,69 |
| В т.ч.: | | |
| катализат риформинга | (9,77) | (773769,91) |
| рафинат от производства ароматических углеводородов | (2,30) | (181861,39) |
| изопентан | (2,25) | (178217,82) |
| изогексан | (0,93) | (73875,18) |
| Легкий бензин гидрокрекинга | (0,46) | (36266,14) |
| Газовые бензины | (0,06) | (4492,11) |
| бензин коксования | (3,08) | (244039,60) |
| бутан | (0,70) | (55445,54) |
| Керосин ГО | 7,97 | 631440,54 |
| Реактивное топливо | 3,68 | 291523,96 |
| Дизельное топливо летнее | 28,63 | 2267795,31 |
| В т.ч.: | | |
| гидроочищенное топливо | (20,00) | (1584158,42) |
| легкий газойль гидрокрекинга | (8,10) | (641631,68) |
| промежуточная фракция депарафинизации | (0,53) | (42005,21) |
| Дизельное топливо зимнее | 4,68 | 370661,38 |
| Ароматические углеводороды | 1,09 | 86708,91 |
| В т.ч.: | | |
| бензол | (0,48) | (38320,79) |
| толуол | (0,49) | (38645,54) |
| сольвент | (0,12) | (9742,57) |
| Сжиженные газы | 4,07 | 322060,94 |
| В т.ч.: | | |
| пропан | (0,68) | (53905,30) |
| изобутан | (0,51) | (40179,41) |
| н-бутан | (0,34) | (26930,69) |
| газ и головка коксования | (2,04) | (161441,58) |
| изопентан | (0,50) | (39603,96) |
| жидкий парафин | 0,65 | 51698,72 |
| кокс нефтяной | 5,69 | 450534,65 |
| битумы дорожные и строительные | 11,30 | 894843,56 |
| котельное топливо | 7,32 | 579975,45 |
| В т.ч.: | | |
| тяжелый газойль коксования | (5,78) | (458043,56) |
| фракция выше 350 гидрокрекинга | (1,39) | (110193,27) |
| Отходы производства битумов | (0,15) | (11738,61) |
| Сера элементная | 0,61 | 48098,46 |

Окончание таблицы 5

| Компоненты | Топливный вариант с глубокой переработкой | тонн/год |
|---|---|------------|
| Топливный газ | 2,00 | 158580,77 |
| Диоксид углерода | 2,35 | 186242,53 |
| Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления) | 0,18 | 14447,52 |
| Потери безвозвратные | 2,44 | 193572,56 |
| Всего | 102,21 | 8096152,96 |

2.5 Характеристики установок по переработки нефти

2.5.1 Электрообессоливающая установка

В нефти, поступающей на установку, содержится небольшое количество воды с растворенными в ней солями, преимущественно хлоридами, что вызывает сильную коррозию оборудования и ухудшает качество получаемых топлив.

Для удаления солей вся нефть подвергается обессоливанию. Промышленный процесс обезвоживания и обессоливания нефтей, который основан на применении методов не только химической, но и электрической, тепловой и механической обработок нефтяных эмульсий, направленных на разрушение сольватной оболочки и снижение структурно-механической прочности эмульсий, создание более благоприятных условий для коалесценции и укрупнения капель и ускорения процессов осаждения крупных глобул воды, осуществляется на установках ЭЛОУ.

Основным аппаратом ЭЛОУ является электродегидратор, где, кроме электрообработки нефтяной эмульсии, осуществляется и отстой (осаждение) деэмульгированной нефти, т. е. он является одновременно отстойником. Среди применяемых в промысловых и заводских ЭЛОУ различных конструкций (вертикальных, шаровых и горизонтальных) более эффективными оказались горизонтальные электродегидраторы. Нефть интенсивно смешивается со свежей водой в смесителях, а образовавшаяся эмульсия воды и нефти разрушается и расслаивается в электрическом поле высокого напряжения электродегидраторов. Вода выводится снизу, а обезвоженная нефть - сверху электродегидратора.

При этом вода из нефти удаляется вместе с растворенными в ней хлористыми солями. Для достижения глубокого обессоливания нефть подвергают многократной промывки водой на ЭЛОУ, состоящей из 2 - 3 ступеней последовательно соединенных электродегидраторов [7, 8, 10].

2.5.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, трёх масленых фракций разной вязкости и гудрона. Кроме этих продуктов на установке получаются сухой и жирный газ, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газольд. Современные установки большой мощности состоят из следующих блоков:

- предварительного нагрева нефти в теплообменниках;
- электрообессоливания и обезвоживания нефти (блок ЭЛОУ);
- последующего нагрева в теплообменниках;
- отбензинивания нефти (колонна повышенного давления с нагревательной печью);
- атмосферная колонна (с нагревательной печью и отпарными колоннами);
- фракционирование мазута под вакуумом (с нагревательной печью, - отпарными колоннами и системой создания вакуума);
- стабилизации и вторичной перегонки бензина на узкие фракции.

Перегонка нефти осуществляется с помощью двухкратного испарения по двухколонной схеме. Первая колонна служит для выделения газа и наиболее легких фракций, вторая – является основной атмосферной колонной.

В атмосферной колонне, кроме верхнего и нижнего продукта (бензина и мазута), получают три боковых погона фракций 140 – 230°C, 180 – 320°C, 230 – 360°C.

Каждый боковой погон направляется в свою отгонную колонну, где происходит отпарка легких фракций. Таким образом, атмосферная колонна фактически представляет собой несколько простых колонн, соединенных в одну. На верх сложной колонны подается острое орошение.

Во II-й и III-й секциях созданы самостоятельные циркуляционные орошения. Это позволяет улучшить энергетические показатели процесса за счет использования тепла этих потоков.

Бензиновая фракция с верха колонн поступает на стабилизацию. С верха стабилизационной колонны нестабильная головка направляется на газофракционирование, стабильный бензин – фракция 85 – 180°C является сырьем риформинга [7, 8, 10].

2.5.3 Установка риформинга

Установка предназначена для переработки прямогонной фракции 85-180°C, получаемой на АВТ.

Основным оборудованием установки являются: печи, реактора, отпарная и стабилизационные колонны, теплообменная аппаратура, рефлюксные емкости, насосы, котел-utiлизатор.

Основные продукты, получаемые на установке:

- тяжелый риформат (куб колонны) с октановым числом 92 – 95 пунктов по исследовательскому методу, используемый как основной компонент для приготовления товарных бензинов;

- легкий риформат (боковой погон колонны), используемая для приготовления автомобильных бензинов.

Процесс каталитического риформинга основывается на реакциях дегидроциклизации парафиновых углеводородов, дегидрирования и дегидроизомеризации нафтеновых, изомеризации парафинов на платиновом катализаторе под давлением водорода. В результате указанных реакций в сырье увеличивается количество ароматических углеводородов.

Установка состоит из двух блоков:

- предгидроочистка бензиновой фракции 85 – 180°C;
- каталитический риформинг гидроочищенной фракции.

Процесс гидроочистки бензиновой фракции основывается на реакции гидрогенизации, в результате которой органические соединения, содержащие серу, кислород и азот, которые являются ядами для платинового катализатора риформинга, превращаются в углеводороды и сероводород, воду и аммиак. Процесс происходит в реакторе на катализаторе гидроочистки под давлением водорода. В процессе гидроочистки также протекают многочисленные реакции углеводородов: изомеризация парафиновых и нафтеновых, насыщение непредельных, гидрокрекинг. При повышенных температурах идут реакции частично дегидрирования нафтенов и дециклизации парафиновых. Металлы, содержащиеся в сырье, практически полностью отлагаются на катализаторе. Гидроочищенная бензиновая фракция поступает на блок риформинга.

Выход высокооктанового компонента бензина составляет 80 – 88% (масс.), его октановое число 80 – 85 (моторный метод) против 30 – 40 для сырья.

Основным промышленным катализатором процесса риформинга является алюмоплатиновый катализатор (0,3 – 0,8% масс, платины на оксиде алюминия), в последние годы наряду с платиной на основу наносится рений. Применение более активного биметаллического платино-рениевого катализатора позволяет снизить давление в реакторе с 3 – 4 до 0,70 – 1,4 МПа. Катализатор имеет форму цилиндров диаметром 2,6 мм и высотой 4 мм.

При получении ароматических углеводородов в качестве сырья применяют узкие бензиновые фракции:

- 62 – 85°C для производства бензола;
- 95 – 120°C толуола;
- 120 – 140°C ксиолов.

При одновременном получении нескольких ароматических углеводородов фракционный состав сырья должен быть расширен. Для выделения ароматических углеводородов из жидких продуктов используют специальные методы, так как парафиновые и нафтеновые углеводороды близки по температурам кипения к ароматическим углеводородам и образуют с ними азеотропные смеси. Бензол, толуол и смесь ксиолов выделяют жидкостной

экстракцией с помощью полиэтиленгликолей или сульфолана, индивидуальные углеводороды C_8 и C_9 – адсорбцией и кристаллизацией или сверхчеткой ректификацией. Ароматические углеводороды образуются преимущественно в результате реакции дегидрирования шестичленных циклоалкановых углеводородов и дегидроизомеризации пятичленных алкилированных циклоалкановых углеводородов. В меньшей степени ароматизация является следствием дегидроциклизации парафиновых углеводородов [7, 8, 10].

2.5.4 Установка гидроочистки

Гидроочистку керосиновых и дизельных фракций проводят с целью снижения содержания серы до норм, установленных стандартом, и для получения товарных топливных дистиллятов с улучшенными характеристиками сгорания и термической стабильности. Одновременно снижается коррозионная агрессивность топлив и уменьшается образование осадка при их хранении.

Типичным сырьем при гидроочистке керосиновых дистиллятов являются фракции 130 – 240 и 140 – 230°C прямой перегонки нефти. Однако при получении некоторых видов топлив, верхний предел выкипания может достигать 315°C. Целевым продуктом процесса является гидроочищенная керосиновая фракция, выход которой может достигать 96 – 97% (масс.).

В качестве исходного сырья при гидроочистке дизельных фракций обычно используют керосин-газойлевые фракции с температурами выкипания 180 – 330°C, 180 – 360°C и 240 – 360°C. Выход стабильного дизельного топлива с содержанием серы не более 0,2% (масс.) составляет 97% (масс.). Побочными продуктами процесса являются низко октановый бензин (отгон), углеводородный газ, сероводород и водородсодержащий газ [7, 8, 10].

2.5.5 Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива

Депарафинизацию называется процесс удаления из нефтяных фракций твердых углеводородов, выпадающих из раствора при понижении температуры. К числу углеводородов, выделяющихся в кристаллическом состоянии из нефтяных фракций, относятся высокомолекулярные парафины и церезины, а также нафтеновые, ароматические и нафтеновые, ароматические и нафеноароматические углеводороды с длинными боковыми алифатическими радикалами нормального и слаборазветвленного строения.

Дизельные фракции парафинистых нефтей содержат значительное количество алканов нормального строения, благодаря чему имеют сравнительно высокую температуру застывания (-10 ± -11 °C). Чтобы получить из таких фракций дизельное зимнее топливо с температурой застывания -45 °C и дизельное арктическое топливо с температурой застывания -60 °C, эти фракции подвергают адсорбционной депарафинизации.

Наиболее массовый процесс депарафинизации дизельных топлив процесс адсорбционной депарафинизации цеолитами. Депарафинизации подвергается только фракция дизельного топлива 200 – 320°C. Поэтому для получения такой фракции исходное дизельное топливо подвергают вторичной перегонке на три фракции: 180 – 200, 200 – 320, 320 – 360°C.

Адсорбционный процесс очень чувствителен к содержанию серы в сырье, поэтому в составе адсорбционной установки имеется блок гидроочистки для глубокого обессеривания сырья до содержания серы не более 0,01% [7, 8, 10].

2.5.6 Газофракционирующая установка

ГФУ предназначена для дальнейшей переработки нестабильных головок, получаемых на установках АВТ и каталитический риформинга, а также жирных газов риформинга, с получением следующих продуктов:

- сухого газа;
- пропановой фракции;
- изобутановой фракции;
- фракции нормального бутана;
- фракции C₅ и выше.

Нестабильная головка АТ подвергается предварительной очистке от сероводорода 15 %-ным растворомmonoэтаноламина (МЭА) в экстракторе сероочистки. Регенерация насыщенного раствора МЭА производится централизованно в цехе.

Установка состоит из блоков:

- выделение углеводородов C₃ и выше из газообразного сырья конденсационно-абсорбированным методом;
- деэтилизация сырья, ректификации жидких углеводородов;
- очистки сырья и готовой продукции.

На установку поступает газ, он подается на сжатие компрессором охлаждается и, после каждой ступени конденсации, разделенный в сепараторах на газ и жидкость, смешивается с головками стабилизации установок первичной перегонки, риформингов, гидрокрекинга, подается на блок ректификации.

В К-1 удаляют метан, этан (с верха колонны), деэтилизированный продукт поступает в К-2 (депропанизатор), далее в К-3 (дебутанизатор). В К-4 разделяют изо-бутан и нормальный бутан, а остаток подается в К-5 на разделение смеси пентанов и фракции C₆ и выше. В К-6 происходит разделение пентана и изопентана [7, 8, 10].

2.5.7 Установка изомеризации

Процесс каталитической изомеризации предназначен для получения высокооктановых компонентов бензина, а также сырья для нефтехимической промышленности. Сырьем являются н-бутан, легкие прямогонные фракции

н.к.-62°C, рафинаты каталитического риформинга, н-пентан и н-гексан или их смеси, выделенные при фракционировании газов. Процесс проводят в среде водородсодержащего газа.

Основными катализаторами являются: катализатор Фриделя-Крафтса, сульфид вольфрама, бифункциональные, цеолитсодержащие с благородными металлами и комплексные. Наиболее распространены в настоящее время бифункциональные катализаторы, содержащие платину или палладий на кислотном носителе (оксид алюминия, цеолит).

В зависимости от применяемого катализатора режим процесса изомеризации может меняться в широких интервалах:

- температура, °C: 0 – 480;
- давление, МПа: 1,4 – 10,5;
- объемная скорость подачи сырья, ч⁻¹: 1,0 – 6,0;
- мольное отношение водород:сырье: (2 – 6) : 1.

Выход целевого продукта – изомеризата с октановым числом 88 – 92 (исследовательский метод) – составляет 93 – 97% (масс.); побочным продуктом процесса является сухой газ, используемый как топливный.

Установка изомеризации состоит из двух блоков ректификации и изомеризации. В блоке ректификации сырье предварительно разделяется на пентановые и гексановые фракции, направляемые на изомеризацию, после которой проводится стабилизация полученного продукта и выделение из него товарных изопентана и изогексана. В блоке изомеризации получают изомеризаты [7, 8, 10].

2.5.8 Установка производства битумов

Производство битумов ведется путем окисления гудрона воздухом при высокой температуре.

Сырьем служит остаток вакуумной перегонки – гудрон, фракция 350 – 500°C.

Продуктами являются битумы дорожные, строительные, отгон, газы окисления.

Выход дорожных окисленных вязких битумов на сырье составляет около 98 % (масс.), строительных 94 – 96 % (масс.).

Стадии процесса:

- подготовка сырья до требуемой температуры;
- окисление в колоннах – реакторах непрерывного действия – масла переходят в смолы, смолы в асфальтены, кислород воздуха взаимодействует с водородом, содержащимся в сырье;
- возрастающая потеря водорода сопровождается полимеризацией сырья и его сгущением;
- конденсация паров нефтепродуктов, воды, низкомолекулярных альдегидов, кетонов, спиртов, кислот, и их охлаждение;
- сжигание газообразных продуктов окисления.

Для производства битумов используются 4 трубчатых змеевиковых реактора с вертикальным расположением труб, по два на каждом потоке. Технологическая схема битумного блока - двухпоточная, что дает возможность одновременно получать разные марки битумов: строительные и дорожные [7, 8, 10].

2.5.9 Установки гидрокрекинга

Назначение процесса гидрокрекинга заключается в получении дополнительных количеств светлых нефтепродуктов из тяжелого нефтяного сырья посредством глубоких каталитических превращений при наличии высокого парциального давления водорода.

Этот процесс предназначен в основном для получения малосернистых топливных дистиллятов. Обычно гидрокрекингу подвергают вакуумные и атмосферные газойли, газойли термического и каталитического крекинга, деасфальтизаты и реже мазуты и гудроны с целью производства автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив, сырья для нефтехимического синтеза, а иногда и сжиженных углеводородных газов (из бензиновых фракций). Водорода при гидрокрекинге расходуется значительно больше, чем при гидроочистке тех же видов сырья. Реактивное топливо, получаемое в процессе гидрокрекинга, характеризуется низкими температурами кристаллизации, высокой теплотой сгорания, малым содержанием серы, большой высотой некоптящего пламени. Топливо не требует дополнительного облагораживания и может быть использовано как товарный продукт.

При производстве топливных дистиллятов из прямогонного сырья обычно используют одноступенчатый вариант с рециркуляцией остатка, совмещая в реакционной системе гидроочистку, гидрирование и гидрокрекинг. При двухступенчатом процессе гидроочистку и гидрирование сырья проводят в первой ступени, а гидрокрекинг во второй. В этом случае достигается более высокая глубина превращения тяжелого сырья.

Реакции I-ой степени ступени: гидрогенолиз гетероатомных органических соединений, содержащих S, N, O (тиофена, фурана). А так же металлоорганики.

Кроме основных реакций гидрогенолиза на I-ой ступени идут побочные реакции:

- гидрирование ароматических соединений;
- гидрирование наftenовых колец с их разрывом.

Скорость этих реакций выше, поэтому и расход H_2 в 2 - 3 раза выше.

Катализаторами являются алюмокобальтмолибденовые (АКМ) и алюмокобальтникиевые (АКН) на окиси алюминия.

На вторую стадию поступает глубоко гидроочищенное сырье. На этой стадии происходит глубокая деструкция углеводородов.

- Деалкилирование замещенных циклических соединений;
- Расщепление парафинов;

- Изомеризация образующихся в процессе осколков углеводородных соединений;

- Насыщение водородом разрушенных связей.

Побочные реакции полимеризации и конденсации с образованием кокса затруднены.

Катализаторами на II-ой ступени являются биметаллические системы платины, палладия на активной окиси алюминия.

Обычно катализаторы не регенерируются из-за высокой вероятности дезактивации тяжелыми металлами сырья.

Процесс гидрокрекинга экзотермический. Поэтому катализатор в реакторе размещают слоями, в межслойное пространство вводят холодный ВСГ, тем самым поддерживают температуру на оптимальном уровне. Окислительная регенерация катализатора осуществляется в токе инертного газа при давлении 3 – 5 мПа и температуре 480 – 520 °C [7, 8, 10].

2.5.10 Установка коксования

Процесс замедленного коксования в необогреваемых камерах предназначен для получения крупнокускового нефтяного кокса как основного целевого продукта, а также легкого и тяжелого газоильей, бензина и газа. Сырьем для коксования служат малосернистые атмосферные и вакуумные нефтяные остатки, сланцевая смола, тяжелые нефти из битуминозных песков, каменноугольный деготь и гильсонит. Эти виды сырья дают губчатый кокс. Для получения высококачественного игольчатого кокса используют более термически стойкое ароматизированное сырье, например смолу пиролиза, крекинг - остатки и каталитические газоильи.

Основными показателями качества сырья являются плотность, коксуемость по Конрадсону и содержание серы. Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя. При коксовании в необогреваемых камерах остаточного сырья выход кокса составляет 1,5 – 1,6 от коксуемости сырья. При коксовании дистиллятного сырья выход кокса не соответствует коксуемости сырья, поэтому составлять материальный баланс расчетным методом для такого сырья нельзя. Главным потребителем кокса является алюминиевая промышленность, где кокс служит восстановителем (анодная масса) при выплавке алюминия из алюминиевых руд. Кроме того, кокс используют в качестве сырья при изготовлении графитированных электродов для сталеплавильных печей, для получения карбидов (кальция, кремния) и сероуглерода.

Основными показателями качества кокса являются истинная плотность, содержание серы, зольность и микроструктура.

Кокс из камер выгружается гидравлическим способом – посредством гидорезаков с использованием воды давлением 10 – 5 МПа [7, 8, 10].

2.5.11 Деасфальтизация гудрона

Назначение деасфальтизации – удаление с помощью избирательных растворителей смолисто-асфальтеновых веществ и полициклических углеводородов, обладающих повышенной коксуюемостью и низким индексом вязкости. В качестве растворителя обычно применяется пропан. Деасфальтизация гудрона применяется также для получения сырья установок каталитического крекинга и гидрокрекинга; в этом случае наряду с пропаном используются бутан, пентан или легкие бензиновые фракции.

Сырье установки является гудрон – остаток, полученный вакуумной перегонкой мазута.

Продуктами установки являются:

- деасфальтизат (промежуточный продукт в производстве остаточных масел или сырье для установок каталитического крекинга и гидрокрекинга);
- асфальт (служит сырьем для производства битумов или компонентом котельного топлива) [7, 8, 10].

2.5.12 Установка производства серы

Основные стадии процесса производства серы из технического сероводорода:

- термическое окисление сероводорода кислородом воздуха с получением серы и диоксида серы;
- взаимодействие диоксида серы с сероводородом в реакторах (конвекторах), загруженных катализатором.

Сырьё – сероводородсодержащий газ (технический сероводород) освобождается от увлечённогоmonoэтаноламина и воды в приёмнике и нагревается до (45 – 50)°С в пароподогревателе. Затем 89 % (масс.) от общего количества сероводородсодержащего газа вводится через направляющую форсунку в основную топку. Затем газ охлаждается последовательно внутри первого, а затем второго конвективного пучка котла-utiлизатора основной топки. Сконденсированная в котле-utiлизаторе сера стекает в подземное хранилище. Обогащённый диоксидом серы технологический газ из котла утилизатора направляется в камеру смешения вспомогательной топки.

Смесь продуктов сгорания из камеры смешения вспомогательной топки вступает сверху вниз в вертикальный реактор. В реакторе на перфорированную решётку загружен катализатор-активный оксид алюминия. Технологический газ из реактора направляется в отдельную секцию конденсатора-генератора. Сконденсированная сера стекает в подземное хранилище серы, а газ направляется в камеру смешения вспомогательной топки. Смесь продуктов сгорания сероводородсодержащего и технологического газов из камеры смешения вспомогательной топки поступает в реактор, в который уже загружен активный оксид алюминия. Из реактора газ поступает во вторую секцию

конденсатора-генератора, где сера конденсируется и стекает в подземное хранилище.

Технологический газ проходит сероуловитель, в котором механически унесённые капли серы задерживаются слоем насадки из керамических колец. Серу стекает в хранилище, а газ направляется в печь дожига, где нагревается до $(580 - 600)$ °С. Жидкая сера из подземного хранилища откачивается насосом на открытый склад комовой серы, где она застывает и хранится до погрузки в железнодорожные вагоны [7, 8, 10].

2.5.13 Установка производства водорода

В настоящее время более 90% водорода, используемого в промышленности, получают методом паровой каталитической конверсии углеводородов.

В качестве сырья для получения водорода методом паровой каталитической конверсии легких углеводородов могут быть использованы природные и заводские (сухие и жирные) газы, а также прямогонные бензины. Этот наиболее распространенный метод производства водорода включает три стадии: подготовку сырья к конверсии, собственно конверсию и удаление из продуктов оксидов углерода.

Применяемая в настоящее время технология регламентирует некоторые требования к качеству сырья, в частности по содержанию в нем соединений серы (в газах до 100 мг/м³, в бензинах до 0,3 мг/кг), отравляющих как никелевый катализатор паровой конверсии углеводородов, так и цинкмедьный катализатор низкотемпературной конверсии оксида углерода. Присутствие в сырье непредельных углеводородов вызывает образование углеродистых отложений на катализаторе паровой конверсии углеводородов.

Современные установки по производству водорода обладают мощностью от 300 тыс. м³ до 3 млн. м³ водорода в сутки; для них характерны рабочие давления в интервале 2 – 3 МПа.

Установка состоит из следующих секций:

- подготовки сырья (компрессор, подогреватель, аппараты для очистки сырья от соединений серы, пароперегреватель и инжекторный смеситель);
- паровой конверсии (печь паровой конверсии и паровой котел-utiлизатор);
- конверсии оксида углерода в диоксид (реакторы средне- и низкотемпературной конверсии);
- очистки технологического газа от диоксида углерода (абсорбция горячим водным раствором карбоната калия, регенерация и др.) и секции метанизации [7, 8, 10].

2.6 Описание технологического процесса электрообессоливающей установки

2.6.1 Характеристика сырья, материалов, реагентов, изготавляемой продукции электрообессоливающей установки

Сырьём электрообессоливающей установки является сырая нефть, поступающая на нефтеперерабатывающий завод. Качество сырья определено стандартами предприятия (СТП).

Характеристика сырья, материалов, реагентов, изготавляемой продукции электрообессоливающей установки представлена в таблице 6 [10, 14].

Таблица 6 – Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавляемой продукции

| Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавляемой продукции | Номер ГОСТ, ТУ, стандарт организации | Показатели качества обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ТУ, СТП | Область применения изготавляемой продукции |
|--|--------------------------------------|--|------------------------|---|
| Сырье - нефть сырая | ГОСТ 9965 | 1 Плотность при 20°C, кг/м ³ | | |
| | | 2 Содержание серы, % | | |
| | | 3 Содержание хлористых солей, мг/л, не более | 100 | |
| Продукт - нефть обессоленная | П1-02 СД-001.10 ЮЛ-101 | 4 Содержание воды, %, не более | 0,5 | |
| | | 1 Содержание хлористых солей, мг/л, не более | 1,5 | Сырье блока АТ |
| | | 2 Содержание воды, %, не более | 0,1 | |
| Деэмульгатор Диссолвян V 3359 | П1-02 СД-055 ЮЛ-101 | 3 Плотность при 20°C, кг/м ³ | 830 - 860 | |
| | | 1 Плотность при 20 °C, кг/м ³ | 870 - 910 | Как де-эмульгатор на прием сырьевых насосов |
| | | 2 Вязкость кинематическая при 20°C, мм ² /с | 80 - 160 | |
| | | 3 Температура застывания, °C, не выше | -40 | |
| | | 4 Температура вспышки в закрытом тигле, °C, не ниже | 28 | |

Окончание таблицы 6

| Наименование сырья, материалов, реагентов, изготовленной продукции | Номер ГОСТ, ТУ, стандарт организации | Показатели качества обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ТУ, СТП | Область применения изготавляемой продукции |
|---|---|---|---------------------------|--|
| | | 5 Растворимость при 20°C: - 50% в воде - 50% в керосине | не растворим растворим | |
| | | 6 Внешний вид | Желто-коричневая жидкость | |
| Оборотная вода I системы, охлажденная | 300263-2004/ П1-02 СД-062ЮЛ-101 | 1 Нефтепродукты, мг/л | до 25 | Охлаждение технологического оборудования |
| | | 2 Взвешенные вещества, мг/л | до 25 | |
| | | 3 ХПК, мг/дм ³ | 85 | |
| | | 4 Солесодержание, мг/л | до 2000 | |
| Оборотная вода II системы, охлажденная | 300263-2004/ П1-02 СД-062 ЮЛ-101 | 1 Нефтепродукты, мг/л | до 5 | Охлаждение технологического оборудования |
| | | 2 Взвешенные вещества, мг/л; | до 15 | |
| | | 3 ХПК, мг/дм ³ | 85 | |
| | | 4 Солесодержание, мг/л | до 2000 | |
| Сточные воды очищенные, возвращаемые на БОВ-1 и пруд-накопитель, свежую подпиточную воду и смешанную (свежая и вода с прудов) | 300266-2004/ П1-02 СД-061 ЮЛ-101 версия 1.0 | 1 Нефтепродукты, мг/л; | не более 1,50 | В электродегидраторы и на прием сырьевых насосов |
| | | 2 pH | 7÷8,5 | |
| | | 3 Хлориды, мг/л; | 50 | |
| | | 4 Общее солесодержание, мг/л; | Не более 500 | |
| | | 5 Фосфаты, мг/л; | 0,20 | |

2.6.2 Технологическая схема

Сырая нефть из сырьевых резервуаров Р-1, Р-2, Р-3 ТСП (товарно-сыревые парки) подается на прием насосов под давлением до 4 кгс/см².

На прием насосов Н-1÷Н-4, подается концентрированный деэмульгатор «Диссольван 3359» насосом Н-9, Н-10 из емкости Е-4. Допускается не производить подачу раствора деэмульгатора в систему, если содержание хлористых солей в обессоленной нефти после ЭЛОУ не превышает 1,5 мг/л.

Нефть двумя параллельными потоками прокачивается по трубному пространству через теплообменники: Т-1, Т-2, где нагревается потоком I-го ЦО. К-2; Т-3, Т-4, Т-5, Т-6, где нагревается потоком II-го ЦО. К-2, и по межтрубному пространству Т-7, Т-8, где нагревается мазутом. Температура на выходе из теплообменников не должна превышать 140°C.

После Т-7, Т-8 потоки нефти объединяются и поступают в каждый электродегидратор I ступени ЭЛОУ ЭД-1÷ЭД-2.

Вход нефти в электродегидратор осуществляется в нижнюю часть по двум маточникам, каждый из которых состоит из коллектора и 16 перфорированных труб, служащих для равномерного распределения нефти в электрическом поле по всему сечению аппарата.

В электрическом поле переменного тока и высокого напряжения происходит разрушение эмульсии и отделение воды от нефти. Вода опускается в низ электродегидратора, а нефть поднимается вверх и выводится из верхней части аппарата через два маточника.

Технологические условия электродегидраторов представлены в таблице 7.

Таблица – 7 технологические условия электродегидраторов

| Температура, °C | Давление, кгс/см ² | Напряжение на электроде, кВ | | Сила тока, А |
|-----------------|-------------------------------|-----------------------------|--------|--------------|
| | | I ст. | II ст. | |
| не выше 140 | не выше 15 | 16,5 | 22 | не выше 50 |

Частично обессоленная и обезвоженная нефть из электродегидраторов I ступени поступает в коллектор перед II ступенью. Затем нефть проходит клапаны-смесители и поступает в электродегидраторы II ступени ЭД-3÷ЭД-4, работающие параллельно.

Для снижения содержания солей в нефти на II-ю ступень ЭЛОУ подается свежая вода. Свежая вода с водоблока проходит трубное пространство теплообменника Т-9, где нагревается за счет тепла фракции 140-230°C, и поступает в емкость Е-2.

В нижней части электродегидраторов собирается промывная вода и вода, выделенная из нефти - солевой раствор.

Солевой раствор из Е-1 насосом Н-5 (Н-6, при этом насос может работать при подаче солевого раствора, а также свежей воды) подается на промывку нефти на входе в каждый электродегидратор I и II ступени.

Наиболее подходящим местом для строительства является площадка в Приморском крае под г. Владивосток. Население города составляет 606 тысяч человек. Выбор района определяется уникальным географическим и geopolитическим расположением области.

Владивосток – город - порт, расположенный на полуострове Муравьева-Амурского , на побережье Японского моря. Административный центр Приморского края.

Владивосток – это, прежде всего, мощнейший транспортный узел, во многом определяющий состояние всей экономики не только края, но и других территорий Дальнего Востока.

Из Владивостока начинаются морские трансконтинентальные линии вовсе моря и океаны земного шара. Начинающаяся во Владивостоке Транссибирская железнодорожная магистраль, благодаря проводимым мероприятиям, превращается в надежный дешевый путь для транзитных грузопотоков из стран Юго-Восточной Азии в Европу, готова перевозить транзитные контейнерные грузы в страны СНГ. Что дает возможность транспортировать товарную продукцию железнодорожным транспортом.

Автомобильные дороги областного и федерального значения удобно связывают город с Хабаровском, а дорога краевого значения – с Находкой и Восточным портом.

Преимущество транспортно-географического расположения Владивостока способствовало принятию решения о строительстве в непосредственной близости от города одного из самых протяженных нефтепроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан» и магистрального газопровода «Якутия-Хабаровск-Владивосток».

Имеющиеся развязки значительно упрощают транспортировку нефтепродуктов по региону и за его пределы. Данный регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции НПЗ и отсутствием предприятий нефтяного профиля.

Электрическую и тепловую энергию для городарабатывают Владивостокские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.

Образование Владивостока представлено в основном Дальневосточный федеральный университет (ДВФУ) и другими институтами и лицеями.

3.2 Объемно-планировочные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения промышленных зданий и сооружений нефтяной промышленности зависят от габаритов оборудования, массы, конфигурации, размещения и эксплуатационных условий. Строительство нефтеперерабатывающего завода представляет собой комплекс сооружений, оснащенный различными инженерными решениями. В первую очередь, формируются основные цели создания предприятия и проводится инвестиционный анализ.

В основу объемно-планировочных и конструктивных решений зданий и сооружений положены:

- компоновочные решения расположения технологического оборудования с учетом свойств находящихся (образующихся) веществ и материалов;
- обеспечение эвакуации людей из помещений и зданий;
- ограничение и распространения пожара и разрушений от взрыва.

Для размещения оборудования проектируем одноэтажные здания. В одноэтажных зданиях возможно более свободное размещение технологического оборудования и перемещение его при модернизации технологического процесса.

Большое значение при проектировании имеет выбор конструктивной схемы здания. Практика показала, что для одноэтажных промышленных зданий более целесообразна каркасная схема, при которой все нагрузки, возникающие в здании, воспринимает его несущий остов (каркас), образуемый вертикальными элементами (колоннами), на которые опираются конструкции покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты.

Здания в плане спроектированы прямоугольной формы, с пролетами одинаковой ширины 6м и одного направления, с одинаковым шагом колонн 6 м., без перепада высот [22].

3.3 Конструктивные решения зданий и сооружений

Все здания и сооружения независимо от материалов, из которых они выполнены, их назначения и внешнего вида состоят из конструктивных элементов, выполняющих определенные функции. К основным конструктивным элементам относятся: несущие, воспринимающие на себя основные нагрузки, возникающие в самом здании или сооружении, и внешние нагрузки (ветровая и снеговая нагрузки, сейсмические нагрузки), ограждающие, отделяющие одно помещение внутри здания или сооружения от другого, защищающие их от атмосферных воздействий и обеспечивающие в них необходимые температурные и звукоизоляционные условия, а также конструкции, совмещающие несущие и ограждающие функции. Основными элементами здания или сооружения являются: фундаменты, стены, отдельные опоры, перекрытия, крыша, перегородки, лестницы, окна и двери.

При выборе строительного материала для конструкций здания руководствуются требованиями прочности, долговечности, удобства возведения, стойкости к воздействиям атмосферной среды, эксплуатационным воздействиям, огнестойкости. Основной материал несущих конструкций промышленных зданий – железобетон. Железобетонные конструкции менее капиталоемкие, чем металлические. В условиях эксплуатации железобетонные конструкции также имеют преимущества перед металлическими, поскольку железобетон более устойчив к коррозии, хорошо сопротивляется действию огня при пожаре.

При проектировании производственных зданий следует обращать внимание на огнестойкость строительных конструкций. Здания и помещения взрывоопасных производств необходимо проектировать с применением легко сбрасываемых наружных ограждающих конструкций.

Фундамент здания принимаем в зависимости от характера действующих на фундамент усилий, несущей способности и глубины промерзания грунтов. Исходя из местных условий, принимаем ленточный фундамент из четырёх рядов сборных железобетонных блоков сечением 600x600 мм длиною 3000 мм, которые укладываются по монолитной железобетонной подушке высотой 400 мм, шириной 1200 мм. Глубина заложения фундамента 2800 мм. Фундамент поднимается на 250 мм над нулевой поверхностью. Между фундаментом и стеновой панелью укладывается гидроизоляционный слой.

Фундамент устанавливают в соответствии с продольными и поперечными осями плана установки. По конструкции фундамент под реактор является блочным. Четыре железобетонных сваи вбиваются в грунт, на которые устанавливается бетонная плита. Для сооружения фундамента применяется бетон марки не ниже 100. В качестве арматуры используют металлическую сетку. Фундамент, сданный под монтаж, должен быть освобождён от пробок, выступающей арматуры, поверхность фундамента не должна иметь пор, раковин, отслоений бетона и замасленных мест.

Стены зданий выполнены из железобетонных панелей 6000x1200x300 мм. Такие стены обладают улучшают качество и снижают вес здания.

Для защиты внутренних поверхностей конструкций от действия токсичных агрессивных веществ необходимо применять керамические плитки, кислотоупорные штукатурки, масляные краски и тому подобные покрытия, легко поддающиеся чистке.

В помещениях, в которых работают с агрессивными и ядовитыми веществами (кислотами, щелочами), полы выполняют из химически стойких материалов, не способных сорбировать агрессивные вещества.

В производственном помещении предусматривают для проветривания открывающиеся створки (фрамуги) оконных переплетов или световых фонарей.

Ограждающие конструкции рассчитывают при проектировании на звукоизолирующую способность.

При проектировании нефтехимических предприятий с учетом группы производственных процессов предусматривают санитарно-бытовые помещения. Помещения для отдыха предусматривают из расчета 0,2 м² на одного работающего, но не менее 10 м². В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, помещения для обработки, хранения и выдачи спецодежды, а также устройства питьевого водоснабжения.

Стены и перегородки гардеробных спецодежды, душевых, пред душевых, умывальных, уборных, помещений для сушки, обезвреживания спецодежды выполнены на высоту 2 м из материалов, допускающих их мытье горячей водой

с примесями моющих средств. Стены и перегородки помещений выше отметки 2 м, а также потолки имеют водостойкое покрытие.

Бытовые помещения изолируют от производственных, особенно пожаро-, взрыво- и газоопасных.

Перегородки выполняются также из панелей, а нестандартные перегородки – кирпичные.

Покрытие зданий предназначено для защиты помещений от атмосферных воздействий. Покрытие состоит из несущей и ограждающей частей. В качестве покрытий применяются железобетонные панели. На плиты покрытия укладывается невентилируемая кровля, включающая в себя послойно снизу вверх: пароизоляцию; полужесткие минерало-ватные плиты; стяжку из цементного раствора; три слоя рубероида на битумной мастике; гравий, в топленый в mastiku.

Лестницы – металлические для подъёма на покрытие. Для его эксплуатации и в случае возгорания.

Двери распашные, одно и двупольные, деревянные, размером по ширине 1500x2000 мм.

Ворота раздвижные деревометаллические, с калиткой для прохода людей. Размеры ворот 3600x3600 мм.

Полы имеют покрытия из мозаичной плитки на цементном растворе, который является стяжкой. Покрытие укладывается по бетонному основанию. Бетон – на уплотненный грунт.

В помещениях насосной и компрессорной устанавливаются деревянные окна размером 1461x1764 мм.

Одним из важнейших аспектов проектирования производственных зданий – организация грузовых и людских потоков. Работающим на предприятии должна быть обеспечена возможность перемещаться в здании по кратчайшим, удобным и безопасным путям.

Проектом предусмотрен один эвакуационный выход (дверь) из одноэтажного здания т.к. численность работающих во всех помещениях здания не превышает 50 человек. Ширина эвакуационного выхода из помещения установлена, в зависимости от числа эвакуируемых через выход, из расчета на 1 м ширины выхода (двери) в зданиях степени огнестойкости: I, II – не более 165 человек. Расстояние от любой точки помещения до ближайшего эвакуационного выхода из этого помещения в зданиях степеней огнестойкости I, II – 25 м. Коридоры разделены противопожарными перегородками 2-го типа на отсеки протяженностью 60 м [22].

3.4 Размещение основного оборудования

Правильное размещение оборудования является основным звеном в организации безопасной работы производственного участка и цеха. При размещении оборудования необходимо соблюдать установленные минимальные разрывы между установками, установками и отдельными элементами здания,

правильно определять ширину проходов и проездов. Невыполнение правил и норм размещения оборудования приводит к загромождению помещений и травматизму.

Электрообессоливающая установка относится к взрыво- и пожароопасной, поэтому она устанавливается на открытой площадке, так как движение естественных потоков воздуха рассеет токсичные пары в случае аварии и снизит их концентрацию до безопасных пределов.

Всё технологическое оборудование (электродегидраторы, теплообменники, колонны, сепараторы, и т.д.) расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами. Элементы площадок обслуживания технологического оборудования разработаны из металлопроката. По технике безопасности предусмотрено перильное ограждение площадок обслуживания. Фундаменты укреплены сваями и оборудованы закладными болтами для крепления колонн.

Компоновку технологического оборудования выполняем исходя из следующих условий:

- ширина основных проходов по фронту обслуживания предусматриваем 2 м;
- возможность проезда транспорта для ремонта оборудования, загрузки и выгрузки катализатора из реакторов гидроочистки и риформинга, и т.д.;
- металлические лестницы к площадкам по высоте колонн и реакторов выполнены шириной 0,9 м.

Проходы между аппаратами, а также между аппаратами и стенами помещения не менее 1 м.

Проходы у оконных проемов, доступных с уровня пола или площадки не менее 1 м.

Минимальные расстояния для проходов определены между наиболее выступающими деталями оборудования, а также с учётом устройства для него фундаментов, изоляции, ограждения.

Проходы и проезды требуется содержать в чистоте и порядке, границы их обычно отмечаются белой краской или металлическими светлыми кнопками. Ширина рабочей зоны принимается не менее 0,8 м. Расстояние между оборудованием и элементами зданий, а также размеры проходов и проездов определяются нормами технологического проектирования.

Планировка рабочего места зависит от многих условий -от типа оборудования, конфигурации и габаритов деталей, применяемой технологии, организации обслуживания, но для аналогичных работ можно установить типовые рациональные планировки рабочих мест. Следует отметить, что основное и вспомогательное оборудование не должно выходить за пределы площадки, отведенной для данного рабочего места, и устройство рабочего места должно учитывать рост и другие антропометрические данные каждого рабочего [22].

4 Генеральный план

4.1 Характеристика района и промышленной площадки предприятия

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту размещаем в г. Владивосток на территории Приморского края, так как этот регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции данного НПЗ. Для размещения завода выбираем земли несельскохозяйственного назначения.

Климат региона строительства - муссонный. Зима сухая и прохладная с ясной погодой.

Среднегодовая температура воздуха в городе +4,9 °C. Самый тёплый месяц – август, с температурой +20,8 °C, самый холодный – январь –11,3 °C. Температура воды в августе и начале сентября +21..+23 °C (максимум +26,5 °C).

НПЗ является источником загрязнения атмосферного воздуха, поэтому при размещении завода относительно жилой застройки учитываем преобладающее направление ветра. На территории города в течение года преобладают северные, южные, юго-восточные ветра (34%, 23%, 17% в год соответственно), мало дует восточных (1%), северо-восточных (2%), западных (3%) ветров. Распределения повторяемости направления ветров представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Распределения повторяемости направления ветров в год

| Направление ветра в год | С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
|-------------------------|----|----|---|----|----|----|---|----|-------|
| Повторяемости ветра, % | 34 | 2 | 1 | 17 | 23 | 6 | 3 | 12 | 1 |

4.2 Размещение установки на генеральном плане

Размещение блока ЭЛОУ на генеральном плане отвечает последовательности переработки сырья в технологическом потоке от головного производства к объектам приготовления и отгрузки товарной продукции. Проектируемая установка ЭЛОУ является первой от заводоуправления, так как электрообессоливание – головная установка завода.

Планировка площадки предприятия обеспечивает наиболее благоприятные условия для производственного процесса и труда, рациональное и экономное использование участка и наибольшую эффективность капитальных вложений. На площадке предприятия технологические процессы, сырье, оборудование и продукция размещены с учетом исключения вредного воздействия на трудящихся, а также на здоровье и санитарно-бытовые условия жизни населения.

Генеральный план НПЗ предусматривает деление территории предприятия на зоны с учетом функционального разделения отдельных

объектов. Зоны сформированы таким образом, чтобы свести к минимуму встречные потоки, обеспечить выполнение норм и правил охраны труда и промышленной санитарии.

Установки размещаем по отношению к жилой застройке с учетом ветров преобладающего направления. Расположение зданий и сооружений способствует эффективному сквозному проветриванию промплощадки. Для исключения или уменьшения заноса вредных и опасных веществ в жилой район ветрами других направлений, отличающихся от преобладающего, между предприятием и городом предусмотрена санитарно-защитная зона не менее 2000 м [31].

4.3 Присоединение цеха к инженерным сетям

По территории НПЗ прокладывается значительное число технологических трубопроводов и инженерных сетей (линий электропередачи, сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и КИП). При разработке генерального плана должно быть обеспечено прохождение инженерных сетей по кратчайшему направлению и разделение их по назначению и способам прокладки.

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещают в полосе, расположенной между внутризаводскими автодорогами и границами установок, а также в коридорах внутри кварталов.

Как уже указывалось, существуют различные способы прокладки коммуникаций: подземный, наземный в лотке, наземный на шпалах, эстакадный.

При прокладке трубопроводов на эстакадах в проекте необходимо предусматривать возможность размещения на конструкциях эстакад дополнительных трубопроводов, которые появятся при расширении предприятий и строительстве последующих очередей. В целях экономии территории магистральные эстакады наземных трубопроводов в производственной зоне проектируются многоярусными с учетом возможности их последующего использования.

При прокладке сетей на низких опорах трубопроводы объединяют в пучки шириной не более 15м. Если для ремонта трубопроводов используется кран, устанавливаемый на автомобильной дороге, то конкретная ширина пучка трубопроводов определяется длиной стрелы крана. В тех случаях, когда сети на низких опорах расположены вне зоны доступности крана, движущегося по автодороге, для движения автокранов и пожарных машин предусматривается свободная, полоса шириной в 4,5 м вдоль пучка трубопроводов. Для пересечения технологических трубопроводов, размещенных на низких опорах, с внутризаводскими автодорогами проектируются специальные железобетонные мосты. Ширина полосы, в которой размещены трубопроводы на низких опорах, должна обеспечивать возможность прокладки дополнительных трубопроводов при расширении завода.

Для прокладки электрических кабелей от источников питания (ТЭЦ, главной понизительной подстанции) до потребителей проектируются самостоятельные кабельные эстакады с проходными мостиками обслуживания. Кабельные эстакады размещают вдоль дорог со стороны, противоположной стороне прокладки эстакад технологических трубопроводов. При пересечении электрокабельных эстакад с наземными трубопроводами нефти и нефтепродуктов электрокабельные эстакады размещают ниже технологических трубопроводов и предусматривают в местах пересечения глухое огнестойкое покрытие, защищающее электрические кабели.

Совмещение кабельных эстакад с эстакадами технологических трубопроводов считается допустимым, если число кабелей не превышает 30. Подземные сети и коммуникации укладываются по возможности в одну траншею с учетом сроков ввода в эксплуатацию каждой сети и нормативно установленных расстояний между трубопроводами [29].

4.4 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки

Задачей вертикальной планировки территории предприятия является приведение рельефа площадки в соответствие с проектом с учетом высотного размещения зданий и сооружений.

Вертикальная планировка решает различные технологические и строительные задачи: обеспечение такого высотного расположения зданий и сооружений, при котором создаются наилучшие транспортные условия; создание условий для быстрого сбора и отвода атмосферных вод с площадки; организация рельефа и систем канализации, обеспечивающая быстрый отвод и сбор аварийно разлившихся нефтепродуктов в наиболее безопасные места, а также быстрое удаление воды, использовавшейся для пожаротушения. Применяются следующие системы вертикальной планировки: сплошная, выборочная, смешанная или зональная. При сплошной системе планировочные работы выполняются по всей территории предприятия, при выборочной предусматривается планировка только тех участков, где располагаются здания и сооружения.

При смешанной системе планировки часть территории завода планируется выборочно, а часть - по системе сплошной планировки.

Действующие нормативы предусматривают, что на предприятиях с плотностью застройки более 25%, а также при большой насыщенности промышленной площадки дорогами и инженерными сетями следует применять систему сплошной вертикальной планировки. Руководствуясь этим требованием, на современных НПЗ вместо распространенной прежде смешанной системы применяют, как правило, сплошную вертикальную планировку. Ранее считалось, что наиболее экономичной является разработка вертикальной планировки с полным балансом выемок и насыпей по заводу. Опыт показал, что зачастую по условиям строительства работы по сооружению отдельных насыпей и выемок не совпадают; стремление сбалансировать объемы

земляных работ в ряде случаев приводило к необоснованному увеличению высоты фундаментов под сооружения, ухудшению условий прокладки сетей.

Основными критериями рациональности вертикальной планировки в настоящее время считаются: обеспечение удобства технологических связей, улучшение условий строительства и заложения фундаментом.

При проведении вертикальной планировки необходимо предусматривать снятие (в насыпях и выемках), складирование и эффективное временное хранение плодородного слоя почвы, который затем, используется по усмотрению органов, предоставляющих в пользование земельные участки.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, сжиженными газами и ядовитыми веществами располагают, как правило, на более низких отметках по отношению к зданиям и сооружениям. В соответствии с требованиями противопожарных норм эти резервуары обносят земляными валами или несгораемыми стенами.

Проектируя вертикальную планировку площадки, необходимо обеспечить, чтобы уровень полов первого этажа зданий был не менее чем на 15 см, выше планировочной отметки примыкающих к зданию участков.

Для отвода поверхностных вод и аварийно разлившихся нефтепродуктов применяется смешанная система открытых ливнестоков (лотков, кюветов, водоотводных канав) и закрытой промливневой канализации. Закрытая канализация используется на участках повышенной пожарной опасности нефтеперерабатывающих заводов и на нефтехимических производствах. Поверхностные воды (дождевые и талые) с территории предприятий направляются в пруды-накопители.

Ни одно предприятие не может функционировать без подачи воды. Мероприятия по обеспечению водой технологических процессов, охлаждающих систем оборудования и печей, паровых котлов, а также хозяйственных и питьевых нужд (этот вариант предусматривает использование воды, соответствующей ГОСТу 2874-54) промышленного предприятия в системе образуют промышленное водоснабжение. Характер технологических процессов, для которых предназначена вода, определяет способ предварительной ее обработки в системе промышленного водоснабжения.

Реки, озера, водохранилища - все эти открытые источники воды используются в промышленном водоснабжении предприятий в первую очередь, использование же подземных вод наблюдается значительно реже. Это обусловлено ограниченным количеством водоносных горизонтов с уровнем водоотдачи, способным дать полное обеспечение водных потребностей крупного предприятия, а также распространенным использованием вод из подземных источников для хозяйствственно-питьевых потребностей населения и предприятий промышленности.

Современное промышленное водоснабжение главной задачей ставит увеличение объемов повторно используемой воды на предприятиях всех отраслей промышленности. Промышленное водоснабжение

нефтеперерабатывающих заводов в основном оборотного типа, свежая вода подается в систему лишь для восполнения потерь, а также для ограниченного количества потребителей.

Подача воды для производственных нужд по схеме последовательного водоснабжения происходит последовательно в несколько цехов предприятия. Объем подаваемой из источника воды, по сравнению с промышленным водоснабжением прямоточного типа, значительно уменьшен [30].

4.5 Транспорт

При разработке проекта генерального плана промышленной площадки детально прорабатываются вопросы внешнего и внутреннего транспорта. Внешним транспортом НПЗ являются железные и автомобильные дороги, связывающие предприятия с путями сообщения общего пользования; к внутреннему транспорту относятся транспортные устройства, расположенные на территории завода.

Особенностью НПЗ является полное отсутствие внутризаводских железнодорожных перевозок. Железнодорожные пути используются только для отгрузки готовой продукции и приема реагентов, тары, а в отдельных случаях - сырья. Поэтому сеть железных дорог на территории предприятий по возможности концентрируют, группируя на генеральном плане объекты, которые обслуживаются железной дорогой.

Чтобы создать условия без перегруженного выхода на общесоюзную сеть железных дорог, железнодорожные пути НПЗ проектируются с шириной колеи 1520 мм (нормальная колея). Проектирование внутреннего железнодорожного транспорта на НПЗ ведется на основании СНиП II-46-75 «Промышленный транспорт».

Внутризаводские автодороги в зависимости от назначения подразделяются на магистральные, производственные, проезды и подъезды. Магистральные дороги обеспечивают проезд всех видов транспортных средств и объединяют в общую систему все внутризаводские дороги. Параметры магистральных автодорог (ширина проезжей части и обочин, конструкция покрытия, радиусы поворотов и т. п.) должны обеспечивать возможность проезда монтажных кранов и механизмов, подвоз крупногабаритных и тяжелых аппаратов и конструкций.

Производственные дороги служат для связи цехов, установок, складов и других объектов предприятия между собой и магистральными дорогами. По этим дорогам перевозятся грузы основного производства и строительные грузы. Проезды и подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных машин.

Внутризаводские дороги проектируются, как правило, прямолинейными, схема дорог на заводе может быть кольцевой, тупиковой или смешанной.

Расстояние от внутризаводской автодороги или проезда до сооружений и зданий, должно быть не менее 5 м. В пределах обочины внутризаводских

автодорог допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей [30].

4.6 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

Задачей благоустройства промышленной площадки НПЗ является создание условий работы, уменьшающих влияние вредных веществ, придающих предприятию опрятный вид. К элементам благоустройства относятся тротуары, зеленые насаждения, архитектура малых форм.

Тротуары предусматриваются вдоль всех магистральных и производственных дорог независимо от интенсивности пешеходного движения. Вдоль проездов и подъездов тротуары нужно проектировать только в тех случаях, когда интенсивность движения превышает 100 человек в смену. Ширина тротуара зависит от интенсивности пешеходного движения. Тротуар, размещенный рядом с автодорогой, должен быть отделен от нее разделительной полосой шириной 80 см.

Следует избегать пересечения путей массового прохода работающих с железной дорогой. В случае появления таких пересечений переходы в одном уровне необходимо оборудовать светофорами звуковой сигнализацией.

Зеленые насаждения на территории НПЗ состоят из деревьев, кустарников высотой 1,0-1,5 м, газонов и цветников. Деревья и кустарники высаживают только в районе бытовых помещений, столовых, здравпунктов, лабораторий, объектов административно-хозяйственного назначения и т.п. Следует учитывать, что при разрастании зеленых насаждений снижается возможность проветривания территории, поэтому между насаждениями нужно устраивать разрывы для проветривания.

Площадь участков, предназначенных для озеленения в пределах ограды предприятия, определяют из расчета не менее 3 м^2 на одного работающего в наиболее многочисленной смене. Предельный размер участков, предназначенных для озеленения, не должен, однако, превышать 15% площадки предприятия.

Для озеленения территории НПЗ рекомендуется применять деревья и кустарники лиственных пород, устойчивых к вредным выделениям. Не следует использовать при озеленении деревья, выделяющие при цветении хлопья, волокнистые вещества и опущенные семена.

Расстояние от зданий и сооружений до зеленых насаждений должно быть не менее 5 м, если по условиям охраны предприятий не требуется большего расстояния от ограждения.

Размещаемые в предзаводской зоне объекты административно-хозяйственного назначения, рекомендуется защищать от вредного влияния паров, газов, пыли полосой зеленых насаждений [30].

5 Безопасность и экологичность проекта

5.1 Безопасность проекта

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки

Нефтеперерабатывающий завод является сложной многофункциональной системой с объектами различного производственного назначения, обеспечивающими производство, хранение, прием и отпуск нефтепродуктов, многие из которых токсичны, имеют низкую температуру испарения, способны электризоваться, взрыво- и пожароопасные. В связи с этим работники подвержены воздействию физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Основными опасными и вредными производственными факторами при производстве работ по ГОСТ 12.0.003 «Система Стандартов Безопасности Труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» являются [30]:

- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная влажность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность;
- токсические воздействия вредных веществ;
- опасность пожара;
- расположение рабочего места на высоте.

Процесс электрообессоливания и обезвоживания является пожаро- и взрывоопасным производством.

В процессе электрообессоливания и обезвоживания наиболее опасными местами на установке являются: блок электродегидраторов, закрытая насосная, все колодцы промышленной канализации, и оборотного водоснабжения, заглубленная дренажная емкость, приямки, где возможны скопления углеводородных газов, блок теплообменников, блок холодильников.

Установка электрообессоливания и обезвоживания нефти устанавливает II класс профессионального риска, страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3% к начисленной оплате труда.

Вероятные опасные и вредные производственные факторы установки ЭЛОУ приведены в таблице 11 [23].

Таблица 11 – Вероятные опасные и вредные производственные факторы электрообессоливающей установки

| Помещение, участок | Наименование оборудования | Наименование производственного фактора | | Нормативная величина фактора | Фактическая величина |
|--------------------------|---------------------------|---|---|---|--|
| | | опасный | вредный | | |
| Закрытая насосная | Насосы | Физический (движущиеся части насоса, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрация, высокое напряжение электрической цепи) | Химический (при негерметичности токсическое воздействие на организм углеводородных газов) | Уровень шума: 80 дБ Вибрации: 70 дБ ПДК: 300 мг/м ³ Напряжение: 380 В | Уровень шума: 84-85 дБА Вибрации: 75 дБА ПДК: 280 мг/м ³ Напряжение: 380 В |
| Теплообменная аппаратура | Теплообменники | Физический (повышенный уровень инфракрасной радиации) | Химический (токсическое воздействие на организм углеводородных газов) | Температура 45°C ПДК(СН): 300 мг/м ³ | Температура 40°C ПДК(СН): 220 мг/м ³ |
| Блок электродегидраторов | Электродегидратеры | Физический (повышенный уровень электричества, использованное переменного эл.тока) | Химический (при негерметичности токсическое воздействие на организм углеводородных газов) | Напряжение на электроде, 16-22 кВ Сила тока, 50 А | Напряжение на электроде, 16-22 кВ Сила тока, 50 А |

Поскольку в процессе производства вращаются взрывоопасные вещества, электрооборудование выполнено во взрывозащищенном исполнении 12В. Защита от прикосновения к токоведущим частям достигается изоляцией, ограждением, недоступным расположением токоведущих частей.

Напряжение питания ручного электроинструмента осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В.

Кроме переменного тока на установке возможно образование зарядов статического электричества. Основным способом защиты от опасных потенциалов статического электричества является заземление.

На проектируемой установке ЭЛОУ возможны следующие аварийные ситуации: разлив нефтепродукта в резервуарном парке, отключение приборов контроля, выход из строя насоса, прекращение подачи электроэнергии, прекращение подачи воды, воздуха, пара, загорание нефтепродуктов в резервуаре, загазованность в насосной, разгерметизация трубопровода.

Основными причинами, которые могут повлечь за собой создание аварийной обстановки и угрозу обслуживающему персоналу, являются:

- неправильная эксплуатация оборудования;
- нарушение герметичности оборудования;
- нарушение технологического режима.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации, для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала необходимо на стадии проектирования и строительства предусмотреть мероприятия, которые бы способствовали устойчивой работе объекта, уменьшали влияние негативных факторов на рабочих и служащих и обеспечивали бы комфортные условия труда.

5.1.2 Электробезопасность

На установке имеется различное электрооборудование, средства измерения и контроля, двигатели насосов, вентиляторов, силовые высоковольтные кабели. В результате замыканий на корпус или разрушения изоляции существует вероятность поражения рабочего персонала электрическим током. Для защиты людей от поражения электрическим током, согласно ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», необходимо использовать заземляющее устройство.

Заземлить все нетоковедущие части технологического оборудования, которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции. Щиты и пульты всех назначений, на которых устанавливаются приборы и другие средства автоматизации подлежат заземлению. Для заземления приборов с выводами типа «Земля» внутри щитов и пультов предусмотреть заземляющую рейку, соединение с которой выполняется проводами сечением не менее 1,5 мм^2 .

На установке имеются аппараты, являющиеся источником статического электричества. Поэтому согласно ГОСТ 12.1.018-79 ССБТ «Статическое электричество. Искробезопасность. Общие требования» необходимо предусмотреть следующие мероприятия по защите от статического электричества:

- отвод зарядов путем заземления оборудования и коммуникаций;
- скорость движения продуктов в аппаратах и трубопроводах не должна превышать значений, предусмотренных проектом.

Каждая система аппаратов, трубопроводов металлические вентиляционные короба и кожуха термоизоляция трубопроводов и аппаратов в пределах цеха, а также на наружных установках и эстакадах должна представлять непрерывную электрическую цепь на всем её протяжении и необходимо присоединить к контуру заземления не менее чем в двух местах.

Согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87 выполнить защиту от прямых ударов молний.

Устройства питающиеся от напряжения 380/220 В или 220/127 В в электроустановках с заземленной нейтралью подлежат защитному занулению [25].

5.1.3 Производственный шум и вибрация

На установке имеется такое технологическое оборудование как компрессоры, насосы, которые при работе создают шум и вибрацию. Допустимый уровень параметра шума на постоянном рабочем месте определен санитарными нормами СанПиН 2.24/2.1.8.562-93 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территориях жилой застройки» и не должен превышать предельно-допустимого (80 децибел).

Для уменьшения влияния шума и вибрации на человека необходимо установить компрессорное и насосное оборудование в отдельных помещениях. С целью защиты органов слуха, а значит и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация», применять следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д.

Одним из способов ослабления шума, проникающего через ограждения является звукоизоляция. Ее осуществляют путем устройств ограждающих конструкций: стен, перегородок, перекрытий, кожухов, экранов, а также устранением побочных путей распространения звука (отверстий, щелей и т.п.).

Изоляцию от шума, распространяющегося от конструкций здания, выполняют путем ослабления жесткой связи источника шума с конструктивными элементами здания (фундаментом, перекрытием, стенами) и снижения проводимости шума по конструкции (акустические разрывы) [26].

5.1.4 Нормализация воздуха рабочей среды

Сыре, продукты, вспомогательные материалы и реагенты данного производства являются токсичными веществами. Скопление вредных газов, паров бензина в траншеях, колодцах и производственных помещениях может привести к ухудшению здоровья рабочего персонала, а иногда и к летальному исходу. На установке должны быть средства нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест. Согласно СниП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», спроектировать систему вентиляционного обеспечения в помещениях установки независимо от их назначения. Обеспечить механическую, естественную, смешанную вентиляцию для удаления из помещений вредных газов и создания нормальных санитарно – гигиенических условий труда.

Вентиляция используется как одно из средств по созданию наиболее благоприятных и комфортных условий труда рабочему персоналу на установке.

Согласно ВСН-21-77 «Инструкция по проектированию отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий» кратность воздухообмена для различных помещений установки должна составлять: насосная – 7-12; операторная – 5-7; лаборатория – 9.

Необходимый воздухообмен во всех помещениях установки необходимо обеспечивать за счёт действия естественной и приточно-вытяжной вентиляции.

В операторном помещении предусмотреть гарантированную подачу приточного воздуха. Система подпора оборудована двумя вентиляторами, рабочим и резервным. На воздухопроводах приточных систем установить обратные и перекидные клапана. Все вентиляторы вытяжных и приточных систем смонтировать вне производственных помещений [27].

5.1.5 Производственное освещение

Для создания комфортных условий труда в помещениях установки предусмотреть естественное и искусственное освещение. Естественное освещение в дневное время должно осуществляться через оконные проемы, спроектировать их в соответствии с требованиями СНиП 23.05-95 «Естественное и искусственное освещение». Искусственное освещение помещений установки должно обеспечивать нормальное ведение процесса в темное время суток и тогда, когда естественного освещения недостаточно. В операторном помещении необходима комбинированная система освещения: с общим равномерным освещением всего производственного помещения, и дополнительным освещением щитов и пультов в операторном помещении и рабочих мест в помещениях средств измерения.

Для нормальной работы обслуживающего персонала, согласно СНиП 23.05-95, обеспечить следующую освещенность:

- в производственных помещениях – 50 люкс;
- в операторной – 200 люкс;
- в насосных блоках, на наружной установке и санузлах – 30 люкс;
- в коридорах и лестничных клетках – 20 люкс.

Во всех производственных помещениях коэффициент естественного освещения принимать не менее 0,1 из расчета бокового освещения.

Аварийное освещение необходимо иметь у щитов и пультов в операторном помещении, за щитом у шкафов электропитания, на лестничных площадках, у дверных проемов [29].

5.1.6 Взрыво- и пожаробезопасность

Поскольку в данном производстве участвуют вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии кислородом воздуха в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа, то установка по пожарной опасности относится к категории А в соответствии с НПБ 105-95 «Определение категорий помещений и зданий

по взрывопожарной и пожарной опасности», а также с НПБ 107-97 «Определение категорий наружных установок по пожарной безопасности».

Для обеспечения противопожарной защиты установки предпринять следующие меры:

- вокруг и внутри установки проложить сеть противопожарного водопровода, закольцованного сетями завода. Пожарные гидранты установить на расстоянии не более 80 м друг от друга (внутри установки 3 шт.);
- для защиты площадок и этажерок с оборудованием, содержащим горючие жидкости и газы, установить лафетные стволы в количестве 9 штук, подсоединенные к сети противопожарного водопровода, находящиеся на расстоянии согласно требованиям ВУПП-88;
- для ликвидации местных очагов пожара создать полустанционарную систему пожаротушения, состоящую из водопровода с вентилями для подсоединения шлангов;
- на установке разместить необходимое количество пожарных извещателей, а в операторной установить оперативную телефонную связь с пожарной охраной;
- в помещениях компрессорных установить сигнализаторы взрывоопасной концентрации на водород.

Для тушения возможных загораний на установке иметь первичные средства:

- огнетушитель ОПУ-5(10), ОП-50 использовать при загорании небольших количеств разлитых продуктов, ветоши, деревянных предметов и прочего горючего материала;
- огнетушители углекислотные ОУ-5, ОУ-2 использовать при тушении электрооборудования
- песок, кошму использовать для тушения разлитых нефтепродуктов, загоревшихся сальниковых уплотнений и запорной арматуры.

Для обеспечения взрывобезопасности использовать автоматическую систему противоаварийной защиты. Все блоки технологической установки рассматривать как автономные узлы, разделить их отсечными клапанами. Обеспечить подачу пара в камеры сгорания печей, паровую завесу печей. Иметь систему аварийного освобождения аппаратов от нефтепродукта в заглубленную емкость.

Для блоков 1, 2 категории взрывоопасности разработать специальные меры:

- обеспечить установку системами АСУ и ПАЗ с применением микропроцессорной техники для автоматического регулирования процессом и безаварийного пуска и останова;
- система управления и ПАЗ по быстродействию должна соответствовать скоростям изменения параметров процесса;
- создать резерв всех технических средств автоматизации и вести диагностику состояния системы ПАЗ;
- в помещениях иметь аварийную вентиляцию [30].

5.2 Мероприятия по экологической безопасности оборудования

На установке ЭЛОУ-АТ постоянно сбрасываются в атмосферу:

- дымовые газы из дымовой трубы блока печей;

- сброс газов и паров нефтепродуктов от предохранительного клапана в линию газов через факельную емкость.

По защите воздушного бассейна проводятся следующие мероприятия:

- сброс от предохранительных клапанов осуществляют в закрытую систему на факел;

- все открытые аппараты работают под подушкой азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию.

- исключение всех постоянных выбросов продуктов на факел и в атмосферу за счет герметизации насосов и оборудования.

Технологический процесс протекает в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением. Оборудование размещено на открытой площадке.

Дымовые газы удаляются через дымовую трубу, высота которой 180 м и обеспечивает необходимое рассеивание SO_2 в атмосфере в соответствии с санитарными нормами [28].

К отходам установки обессоливания относят:

- солевой раствор, который сбрасывают с низа электродегидраторов. Направляется в стоки ЭЛОУ и далее под собственным давлением на очистные сооружения. Стоки состоят из хлоридов (до 6000 мг/л), нефтепродуктов (до 150 мг/л), сернистых соединений (до 100 мг/л). Количество стоков до $35\text{m}^3/\text{час}$, температура 60°C ;

- сероводородная вода из рефлюксных емкостей самотеком и насосами сбрасывается для обессеривания. Характер загрязнений: ингибитор коррозии - до 200 мг/л, хлориды - до 10 мг/л, аммиак - до 250 мг/л, сероводород - до 500 мг/л, нефтепродукты – следы.

Использованный раствор щелочи сбрасывают в коллектор сернисто-щелочных стоков, а затем по мере накопления отправляют на механическую очистку. Удельная норма сбросов на единицу сырья 0,964 кг/т (среднегодовая норма).

На установке первичной переработки нефти проводят постоянные сбросы сточных вод в промканализацию:

- утечка от насосов (эмulsionированная вода). Количество: не более $1\text{ m}^3/\text{час}$, температура 45°C , характер загрязнений - следы нефтепродуктов;

- сброс воды после промывки и пропарки аппаратуры, температура 45°C , характер загрязнений - следы нефтепродуктов.

Сточные воды с установки направляют на биологические очистные сооружения сточных вод НПЗ. На основании анализа фактических данных базового предприятия установлено, что количество улавливаемых нефтепродуктов составляет 0,6-1,5 % от перерабатываемой нефти.

Для уменьшения водопотребления на установке используют аппараты воздушного охлаждения.

По защите водоемов при проекте установке предусмотрены следующие мероприятия:

- отстаивание и фильтрация сточных вод для удаления минеральных примесей и диспергированных нефтяных частиц;

- флотация и коагуляция, основанные на введении в очищаемую воду реагентов, обволакивающих частицы загрязнений, поглощающих их или вызывающих свертывания в хлопья, которые после отстаивания удаляются;

- химическая очистка сточных вод основана на вводимом в очищаемую воду реагентом. Он вступает в реакцию с загрязнениями, превращая их в нетоксические вещества [23].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном работе была спроектирована электрообессоливающая установка ЭЛОУ производительностью 8 млн. тонн в год. В работе были решены следующие задачи: разработана поточная схема НПЗ по варианту «Топливная с глубокой переработкой нефти» и технологическая схема блока ЭЛОУ, изложено обоснование выбранной схемы, рассчитано и подобрано (из стандартных) технологическое оборудование, дано технико-экономическое обоснование, уделено внимание безопасности и экологичности проекта.

Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи представлены на графических листах. Графические листы содержат: генеральный план НПЗ; технологическую схему установки ЭЛОУ; электродегидратор; чертеж постамента под электродегидратор.

Под место строительства НПЗ выбрана площадка в Приморском крае около г. Владивосток, что определенно следующими соображениями:

- Приморский край обладает достаточно развитой транспортной инфраструктурой, г. Владивосток — крупный транспортный узел Транссибирской магистрали. Также имеются не только автомобильные магистрали федерального значения, но и крупный морской порт;

- Этот регион является развитой промышленной зоной, с большим скоплением потребителей продукции НПЗ;

- Преимущество транспортно-географического расположения г. Владивостока в непосредственной близости от города одного из самых протяженных нефтепроводов «Восточная Сибирь — Тихий океан»;

- Близость к экспортному направлению поставок в Китай.

Исходя из транспортно-географического расположения и потребностей региона в нефтепродуктах, можно сказать о целесообразности выполненной работы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие сокращения:

АВТ – атмосферно-вакуумная перегонка;

АКМ – алюиокобальтмолибденовые;

АКН – алюмокобальтникелевые;

АТ – атмосферная трубчатка;

АУВ – ароматические углеводороды;

ВСГ – водородосодержащий газ;

ГФУ – газофракционирующая установка;

ДТ – дизельное топливо;

МЭА –monoэтаноламин;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ОЖК – оксиэтилированные жидкие кислоты;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УВ – углеводороды;

УЗК – установка замедленного коксования;

ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей: учеб. пособие для вузов/Н.Б. Варгафтик. – Москва: Физматгиз, 1963. – 708 с.
- 2 Нефти СССР: справочник. Дополнительный том. Физико – химическая характеристика нефтей СССР. Москва: Химия 1967. – 88 с.
- 3 Чернышев, А. К. Сборник номограмм для химико – технологических расчетов: науч. издание/ А.К. Чернышев, К.Л. Поплавский, Н.Д. Заичко. – Ленинград.: Химия, 1969. – 279 с.
- 4 Макаревич, В.А. Строительное проектирование химических предприятий: учебник / В.А. Макаревич. – Москва: Высшая школа, 1977. – 208 с.
- 5 Справочник нефтехимика: научный сборник/ под ред. С.К. Огородникова. – Ленинград: Химия, 1978. – 496 с.
- 6 Бекиров, Т. М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов: учебное пособие /Т.М. Бекиров. – Москва: Недра, 1980. – 293 с.
- 7 Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа: научный сборник/под ред. В.И.Бондаренко. – Москва: Химия, 1983. – 128 с.
- 8 Кузнецов, А. А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие/ А.А. Кузнецов, Е.Н. Судаков. – Москва: Химия, 1983. – 224 с.
- 9 Рудин, М.Г. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: учебник/ М.Г. Рудин, Г.Ф. Смирнов. – Ленинград: Химия, 1984. – 256 с.
- 10 Справочник нефтепереработчика: научный справочник/ под ред. Г. А. Ластовкина. – Ленинград: Химия, 1986. – 648 с.
- 11 Технологические расчеты установок переработки нефти: учеб. пособие для вузов/ М.А. Танатаров. – Москва: Химия, 1987. – 352 с.
- 12 Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учеб. пособие для вузов/ Р.Т. Эмирджанов., Р.А. Лемберанский. – Москва: Химия, 1989. – 192 с.
- 13 Каминский, Э.Ф. Глубокая переработка нефти. Технологические и экологические аспекты: учеб. пособие для вузов/ Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. – Москва: Техника, 2001. – 384 с.
- 14 Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие /С.А. Ахметов. – Москва: Химия, 2002. – 672 с.
- 15 Поляков, Б.В. Разработка поточной технологической схемы и материального баланса НПЗ и НХЗ на базе нефтей Восточной Сибири: учебное пособие по курсовому проектированию /Б.В, Поляков. – Красноярск: СибГТУ, 2003. – 55 с.

- 16 Мановян, А.К. Технология переработки природных энергоносителей: учебное пособие /А.К. Мановян. – Москва: Химия, 2004. – 456с.
- 17 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии: учебник для вузов/А.Г. Касаткин 11 – е изд., стереотипное и дораб., перепеч. – Москва: ООО ТИД «Альянс», 2005 . – 753 с.
- 18 Михайличенко, А.И. Основы проектирования химических производств: учебник для вузов/ под ред. А.И. Михайличенко. – Москва: ИКЦ «Академкнига», 2005. – 332 с.
- 19 Датчики давления. Комплектные поставки. Тематический каталог №1.[Электронный ресурс]: - Челябинск: Промышленная группа «Метран», 2006 – 311 с. Режим доступа: <http://kaf-pb.kpi.ru/files/literature/pressure.pdf>.
- 20 Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб.пособие для вузов/ К.Ф. Павлов, П.Г. Романков, А.А. Носков. – Москва: ООО ИД «Альянс»,2006. – 576 с.
- 21 Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию/ Ю. И. Дытнерский[и др.]; под ред. Ю.И. Дытнерского 3 – е изд., стереотипное. – Москва: ООО ИД «Альянс», 2008. – 469 с.
- 22 ГОСТ 12.0.003 – 74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 18.11.74. Москва: Стандартинформ, 1974. – 12 с.
- 23 ГОСТ 12.1.030 – 81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 19.11.2005 Москва: Стандартинформ, 2005. – 40с.
- 24 ГОСТ 12.4.124 – 83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Введ. 01.01.2009 Москва: Стандартинформ, 2009. – 20с.
- 25 ГОСТ 12.1.012 – 2004 Система стандартов безопасности труда Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 17.01.2012 Москва: Стандартинформ, 2012. – 20с.
- 26 ГОСТ 17.2.3.02 – 78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. – Введ. 5.05.2008 Москва: Стандартинформ, 200. – 26с.
- 27 Технологический регламент комбинированной установки ЛК – 6У с Ачинского НПЗ. Секция 100 (ЭЛОУ – АТ – 6) .
- 28 СН 18 – 7 Пожарная безопасность зданий и сооружений СНиП 21.09.97. – Введ. 24.06.1997. – Москва: ОАО ЦПП, 1997. – 42с
- 29 СН 52 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения СНиП 2.04.02 – 84*. – Введ. 11.06.2004. – Москва: ОАО ЦПП, 2004. – 40с.
- 30 СН 790 Нормы проектирования. Генеральные планы промышленных предприятий СНиП II – 89 – 80*. – Введ. 27.12.2010. – Москва: ОАО ЦПП, 2010. – 40с.