

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

« 28 » июня 2016г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

18.03.01 «Химическая технология»

Проект установки гидроочистки дизельного топлива производительностью  
1500000 тонн в год

Научный руководитель

  
подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

Выпускник

  
подпись, дата

И. С. Манджиева

Консультант по  
технологической части

  
подпись, дата

Р. А. Ваганов

Нормоконтролер

  
подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

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, 2016 г.

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

Студенту Манджиевой Илоне Сергеевне

Группа НБ 12-08 Направление (специальность) 18.03.01 Химическая технология

Тема выпускной квалификационной работы: Проект установки гидроочистки дизельного топлива НПЗ производительностью 1500 тыс. тонн в год

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

Руководитель ВКР Ф. А. Бурюкин, к.х.н., доцент кафедры ХТПЭиУМ

Исходные данные для ВКР Данные по физико-химическим свойствам Жигулевской нефти, производительность установки гидроочистки дизельного топлива, учебная литература, методические пособия.

Перечень разделов ВКР Реферат. Введение. Техничо-экономическое обоснование. Технологические решения. Технологические решения. Строительные решения Генеральный план. Безопасность. Заключение. Список сокращений. Список использованных источников.

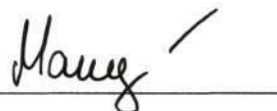
Перечень графического материала Генеральный план нефтеперерабатывающего завода. Технологическая схема установки гидроочистки дизельного топлива. Реактор гидроочистки дизельного топлива. Постамент под реактор гидроочистки.

Руководитель ВКР



Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению



И.С. Манджиева

«10» мая 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме дипломного проекта по теме «Проект установки гидроочистки дизельного топлива НПЗ производительностью 1,5 млн. тонн в год» содержит 84 страниц текстового документа, 6 приложений, 17 использованных источников, 4 листов графического материала.

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, НЕФТЬ, ГИДРООЧИСТКА, ХИМИЧЕСКАЯ РЕАКЦИЯ, РЕАКТОР, КАТАЛИЗАТОР, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТА, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПРОЦЕСС, БЕЗОПАСНОСТЬ.

Объект проекта – Установка гидроочистки дизельного топлива.

Цели проекта:

-выбор и обоснование рациональной схемы переработки нефти на основе ее физико-химических свойств, расчет материального баланса предприятия;

-выбор и обоснование площадки строительства проектируемого предприятия;

-расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива;

-технико-экономическое обоснование целесообразности проекта.

В итоге была разработана поточная схема нефтеперерабатывающего завода, разработан его генеральный план, технологическая схема процесса гидроочистки, принципиальная схема.

## Содержание

Введение .....	6
1 Техничко экономическое обоснование .....	8
2 Технологические решения .....	9
2.1 Характеристика исходной нефти .....	9
2.2 Выборо варианта технологической схемы установки .....	10
2.3 Краткое описание установок по переработки нефти .....	12
2.4 Материальный баланс предприятия .....	21
2.5 Описание технологического процесса гидроочистки .....	29
2.5.1 Характеристика сырья и продуктов гидроочистки .....	29
2.5.2 Теоретические основы процесса .....	33
2.5.3 Катализаторы процесса гидроочистки .....	39
2.5.4 Влияние основных технологических параметров .....	39
2.5.5 Технологическая схема гидроочиски дизельного топлива .....	43
2.6 Выбор основного оборудования .....	45
2.6.1 Обоснование выбора типа основного оборудывания установки .....	45
2.7 Расчет основного оборудования .....	48
2.7.1 Расчѐт реактора гидроочиски .....	48
2.7.2.1 Материальный баланс реактора .....	48
2.7.2.2 Тепловой баланс реактора .....	52
2.7.2.3 Основные размеры реактора .....	56
2.7.2 Расчет теплообменника для газосырьевой смеси .....	58
3 Строительные решения .....	60
3.1 Выбор района строительства .....	61
3.2 Конструктивные решения зданий и сооружений .....	62
3.2 Размещение оборудования .....	64
4 Генеральный план и транспорт .....	66
4.1 Размещение установки на генеральном плане .....	67
4.2 Присоединение установки к инженерным сетям .....	69

4.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки .....	73
5 Безопасность проекта.....	74
5.1 Меры безопасности на установке гидроочистки дизельного топлива .....	74
5.2 Электробезопасность.....	75
5.3 Производственное освещение .....	76
5.4 Защита от шума и вибрации .....	76
5.5 Вентиляция и отопление .....	77
5.6 Индивидуальные средства защиты работающих.....	77
5.7 Коллективные средства защиты работающих.....	78
Список сокращений .....	80
Заключение .....	81
Список используемых источников.....	82

## ВВЕДЕНИЕ

Российский нефтеперерабатывающий сектор является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. По объему первичной переработки нефти Россия занимает четвертое место в мире, а по объему мощностей – второе после США. В данной отрасли долгое время наблюдалось недоинвестирование, вследствие чего основные фонды быстро устаревали, а российские предприятия технологически отставали от западных конкурентов.

За последние несколько лет ситуация в нефтепереработке улучшилась. Значительные объемы инвестиций в модернизацию производств со стороны крупнейших вертикально интегрированных нефтяных компаний привели к росту переработки нефти и увеличению глубины ее переработки.

Тем не менее факторы, обуславливающие низкую конкурентоспособность российских НПЗ, все еще оказывают влияние на отрасль. К ним относятся в первую очередь устаревшие основные фонды большинства российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), низкое качество выпускаемой продукции и удаленность НПЗ от портовых терминалов, что снижает их экспортный потенциал.

Большинство российских НПЗ возводились более сорока лет назад. В результате расположение предприятий, а также ассортиментная линейка не соответствуют текущему спросу на рынке. Курс России на модернизацию промышленности требует от нефтепереработчиков и нефтехимиков России активных действий для удовлетворения потребностей внутреннего рынка и экспорта высококачественных, обладающих добавочной стоимостью нефтепродуктов, вместо экспорта сырой нефти. Основное направление развития современной экономики России — это высокоэффективная переработка собственных ресурсов.

К числу наиболее важных задач модернизации нефтепереработки и нефтехимии России относятся: переход от торговли сырой нефтью к торговле

нефтепродуктами и продуктами нефтехимии; ввод в действие технологического регламента на новые стандарты нефтепродуктов; выравнивание пошлин на светлые и темные нефтепродукты; коренная модернизация действующих предприятий с увеличением глубины и комплексности переработки сырья; строительство новых экспортно-ориентированных нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов; строительство системы для транспортировки углеводородного сырья и продуктов переработки; развитие отечественных технологий переработки газового и нефтяного сырья.

В связи с вводом в действие нового техрегламента на нефтепродукты, нефтяным компаниям необходимо осуществить реконструкцию действующих и строительство новых улучшающих качество топлив установок, включая установки гидроочистки топлив, изомеризации, алкилирования, каталитического риформинга.

Основной целью гидроочистки обычно является улучшение качества продукта без значительного изменения его углеводородного состава. В нефтеперерабатывающей промышленности наибольшее применение получили процессы гидроочистки бензиновых, керосиновых, и дизельных фракций. Её все шире стали применять и для очистки парафинов и масел.

При гидроочистке происходит деструкция сероорганических и частично кислород и азотсодержащих соединений. Продукты разложения насыщаются водородом с образованием сероводорода, воды, аммиака и предельных или ароматических у/в. Гидроочистка является основным гидрогенизационным процессом. В настоящее время ее применяют для удаления из нефтепродуктов металл- и сероорганических соединений, а также производных кислорода и азота, снижения содержания непредельных и ароматических углеводородов, улучшения запаха и цвета нефтепродуктов, увеличения высоты некопящего пламени керосиновых фракций, повышения качества масел, облагораживания сырья каталитического крекинга и др. процессов. В результате гидроочистки снижается содержание указанных вредных примесей, а также коррозия нефтезаводского оборудования и степень загрязнения атмосферы.



## 1 Технико-экономическое обоснование

В настоящее время достаточно остро стоит вопрос о влиянии вредных веществ на окружающую среду. Все законодательные инициативы, жестко регламентируют экологические показатели качества топлив, и, в конечном счете, направлены на снижение выбросов токсичных веществ с отработавшими газами автомобиля. Борьба с загрязнением атмосферы от выхлопных газов растущего парка автотранспорта продолжит оказывать в ближайшем будущем огромное воздействие на характеристики бензина и способы его производства. Однако не экологией единой определяется и формируется компонентный состав автобензинов. Требования экологического законодательства по уменьшению в топливах для автотранспорта содержания серы, ароматических углеводородов, вызывают серьезные изменения в технологии производства дизельного топлива на НПЗ.

Гидроочистка имеет важное значение в процессах нефтепереработки. В последние 5-10 лет роль процессов гидроочистки в связи с необходимостью улучшения качества и увеличения выпуска нефтепродуктов значительно возросла и кардинально изменилась. Это определяется двумя главными тенденциями современной нефтепереработки: увеличением глубины их переработки и ужесточением экологических норм. Первая тенденция из-за вовлечения в переработку и, следовательно, в гидроочистку все более тяжелого нефтяного сырья с большим содержанием серы, азота, металлов, смол и асфальтенов приводит к ужесточению технологического режима и требует создания более устойчивых катализаторов. Вторая тенденция превращает процессы гидроочистки из вспомогательных в основные, определяющие качество и потребительские свойства моторных и энергетических топлив. Здесь требуется более тонкая очистка от серы и азота, частичное гидрирование ароматических соединений, легкий гидрокрекинг нормальных парафинов, переработка вторичных дистиллятов, содержащих непредельные соединения и т.п. Совместное действие этих двух тенденций выдвигает процессы

гидроочистки в ряд важнейших каталитических процессов, занимающих к тому же одно из первых мест в мире по суммарной мощности перерабатываемого сырья и мощности единичных агрегатов.

## 2 Технологические решения

### 2.1 Характеристика исходной нефти

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Жигулевского месторождения.

Выбора варианта и схемы переработки нефти осуществляется на основании характеристик сырья, представленных в таблицах 1-2[1].

В характеристике нефти приводятся: физико-химические свойства, свойств, определяющих шифр нефти и состав по истинным температурам кипения (ИТК).

По данным таблиц устанавливается шифр нефти, по технологической классификации по ГОСТ Р 51858-2002[13] являющейся основой для выбора варианта и схемы переработки нефти. В таблице 1 представлены физико-химические свойства Жигулевской нефти.

Таблица 1- Физико-химические свойства Жигулевской нефти

Наименование показателей	Значение
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	0,852
Кинематическая вязкость при 20°C, мм <sup>2</sup> /с	10,7
Кинематическая вязкость при 50°C, мм <sup>2</sup> /с	4,51
Температура застывания (без термообработки), °C	-24
Температура застывания (с термообработкой), °C	-4
Содержание в % масс. парафина	3,8
Содержание в % масс. серы	1,68

## Окончание таблицы 1

Наименование показателей	Значение
Содержание в % масс. азота	-
Содержание в % масс. силикагелевых смол	11,5
Содержание в % масс. асфальтенов	1,75
Коксуемость, %	4,73
Выход фракций, в вес.% до 200 °С	22,3
Выход фракций, в вес.% до 300 °С	49,6

В таблице 2 представлена разгонка Жигулевской нефти в аппарате АРН-2.

Таблица 2 – Разгонка Жигулевской нефти в аппарате АРН-2

Пределы выкипания, °С	Выход на нефть, %
газ и головка стабилизации	2,500
фракция н.к. - 62°С	0,700
62-85°С	1,400
85-105°С	3,000
105-140°С	5,600
140-180°С	6,400
180-230°С	8,900
230-350°С	21,100
350-500°С	16,900
гудрон	32,800
Потери	0,700

## 2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

Исследование нефти с целью ее последующей классификации проводится для оценки потенциальных возможностей производства различных нефтепродуктов из данной нефти и выбор рациональной схемы ее переработки.

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.

Качество сырья не имеет такого решающего значения, поскольку разработаны процессы, позволяющие получать основные сорта нефтепродуктов, в том числе и высокого качества, практически из любой нефти. Однако для производства таких продуктов, как битумы, нефтяной кокс, отдельные сорта смазочных масел требуются специальные виды сырья.

Существуют такие варианты технологических схем переработки нефти. В общем виде эти схемы могут быть сведены к трем – четырем основным типам:

- топливная с неглубокой переработкой нефти;
- топливная с глубокой переработкой нефти;
- топливно–масляная;
- топливно–нефтехимическая.

Жигулевская нефть по технологической классификации нефтей, согласно ГОСТ Р 51858-2002[13] имеет шифр: 2.2.1.1, то есть относится к сернистым, имеет плотность более 850,1 кг/м<sup>3</sup>, содержание парафинов – 3,8%.

По классификации Жигулевской нефти видно, что она пригодна для переработки по топливному варианту. Для масляных фракций жигулевской нефти индекс вязкости имеет значение ниже 85 пунктов, поэтому топливно-масляная схема переработки в данном случае нецелесообразна. В данном случае выбрана схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Так как исходная нефть разгоняется до 450 °С, то в схему нефтеперерабатывающего завода можно включить установки первичной и вторичной переработки нефти. Для улучшения качества остаточных фракций вакуумной переработки предусмотрим на заводе установки замедленного коксования и производства битумов. Так как дистиллятные фракции имеют температуру застывания ниже -41 °С необходима установка карбамидной депарафинизации. Для улучшения качества автобензинов предусмотрим установку каталитического риформинга и изомеризации легких бензиновых фракций. Сероводород, получающийся при гидроочистке топлив, можно

перерабатывать с получением элементарной серы, которая также является ценным продуктом. Водород, необходимый для гидрогенизационных процессов, можно получать на установке производства водорода, сырьем которой является сухой газ, идущий с изомеризации и вода[1].

### 2.3 Краткое описание блоков в составе схемы топливного варианта с глубокой переработкой нефти

На рисунке 1 представлена схема топливного варианта с глубокой переработкой нефти[2].

Ниже рассмотрены основные установки входящие в состав завода работающего по данной технологической схеме[3]. На рисунке 1 предствленна поточная схема НПЗ.

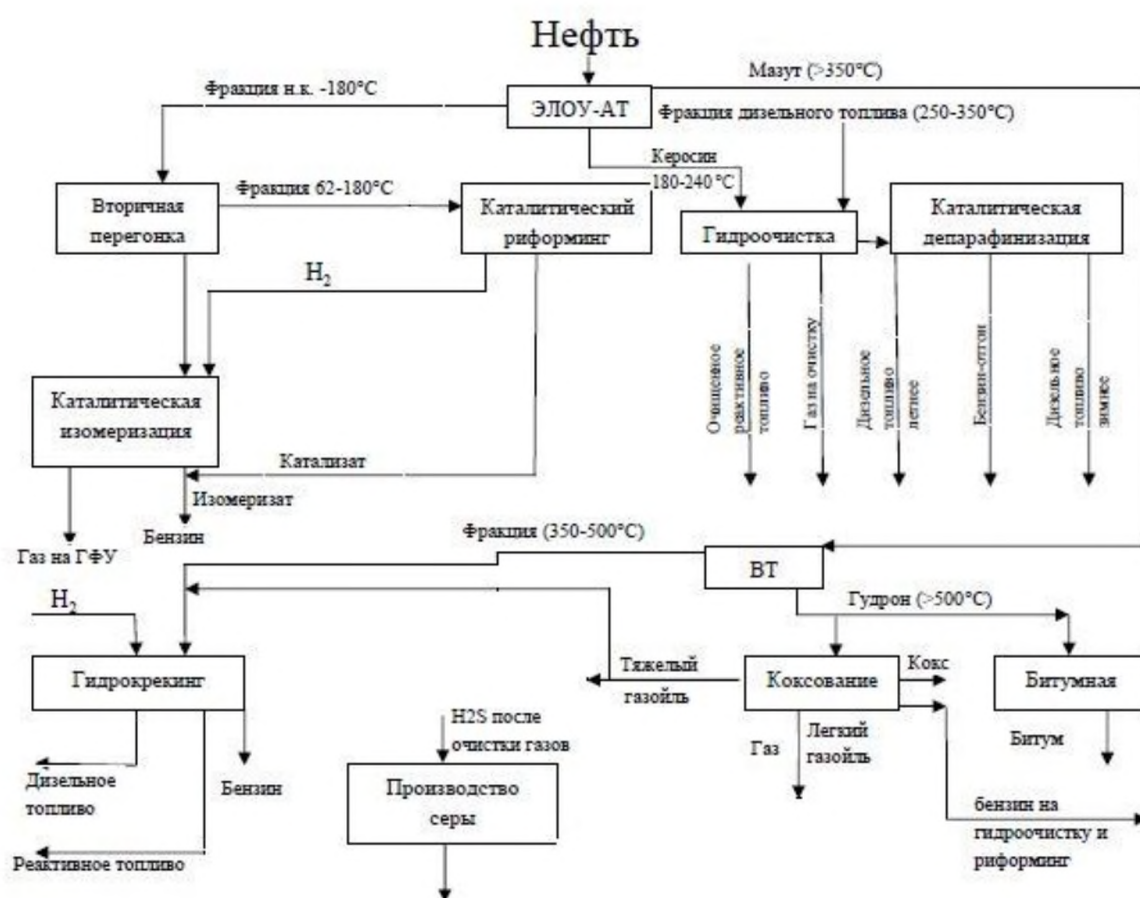


Рисунок 1 - Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Установка обессоливания и обезвоживания нефти.

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

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

Разрушая поверхностную адсорбционную пленку, деэмульгаторы способствуют слиянию (коалесценции) капелек воды в более крупные капли, которые при отстое эмульсии отделяются быстрее. Этот процесс ускоряется при повышенных температурах (обычно 80-120°C), так как при этом размягчается адсорбционная пленка и повышается ее растворимость в нефти, увеличивается скорость движения капелек и снижается вязкость нефти, т. е. улучшаются условия для слияния и оседания капель.

Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти.

Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, трёх масляных фракций разной вязкости и мазута. Кроме этих продуктов на установке получают сухой и жирный газ, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газойль. 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;
- атмосферная колонна (с нагревательной печью и отпарными колоннами);
- фракционирование мазута под вакуумом;
- стабилизации и вторичной перегонки бензина на узкие фракции.

Установка каталитического риформинга.

Одним из процессов, позволяющим улучшить качество бензинов, а также получить ценные мономеры, является каталитический риформинг.

Сырьем для каталитического риформинга служат бензиновые фракции прямой перегонки: широкая фракция 85—180<sup>0</sup>С для получения высокооктанового бензина, фракции 62—85, 85—115 и 115—150<sup>0</sup>С для получения бензола, толуола и ксилолов соответственно. Иногда к прямогонной широкой бензиновой фракции добавляют низкооктановые бензины коксования, термического крекинга.

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.

Установка гидроочистки керосина и дизельного топлива.

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.

Подвергаемые гидроочистке бензиновые фракции имеют различные температурные пределы выкипания в зависимости от дальнейшей их переработки: из фракции 85—180 и 105—180°С – обычно путем риформинга получают высококачественные бензины, а из фракции 60—85, 85—105, 105—140 и 130—165°С — концентраты соответственно бензола, толуола и ксилолов. Основным продуктом, получаемым при гидроочистке бензиновых фракций, является стабильный гидрогенизат, выход которого составляет 90—99% (масс.), содержание в гидрогенизате серы не превышает 0,002 % (масс.).

Типичным сырьем при гидроочистке керосиновых дистиллятов являются фракции 130—240 и 140—230°С прямой перегонки нефти. Однако при получении некоторых видов топлив верхний предел выкипания может достигать 315°С. Целевым продуктом процесса является гидроочищенная керосиновая фракция, выход которой может достигать 96—97% (масс.). Кроме того, получают небольшие количества низкооктановой бензиновой фракции (отгон), углеводородные газы и сероводород.

Одной из важных областей применения гидроочистки является производство малосернистого дизельного топлива из соответствующих дистиллятов сернистых нефтей. В качестве исходного дистиллята обычно используют керосин-газойлевые фракции с температурами выкипания 180—330, 180—360 и 240—360°С (метод разгонки стандартный). Выход стабильного дизельного топлива с содержанием серы не более 0,2 % (масс.) составляет 97 %



(масс.). Побочными продуктами процесса являются низкооктановый бензин (отгон), углеводородный газ, сероводород и водородсодержащий газ.

Гидроочистке нередко подвергают дистилляты вторичного происхождения (газойли коксования, каталитического крекинга, висбрекинга и т. п.) как таковые или чаще в смеси с соответствующими прямогонными дистиллятам.

Технологический режим:

-давление в реакторе – 4,0 МПа;

-температура – 380-400°С;

-кратность циркуляции водородсодержащего газа – 500-600.

Установка гидроочистки керосина - установка предназначена для понижения содержания серы в сырье - керосине.

Газофракционирующая установка.

Газофракционирующие установки включаются в состав НПЗ с целью получения легких углеводородных фракций высокой чистоты из нефтезаводских газов. По типу перерабатываемого сырья газофракционирующие установки (ГФУ) подразделяются на ГФУ предельных и ГФУ непредельных газов, по технологической схеме – на установки абсорбционного и конденсационно-компрессионного типов.

Происходит разделения смеси жирного газа и нестабильного бензина на сухой газ, стабильный бензин и в зависимости от потребностей на фракции углеводородов  $C_3$ ,  $C_4$  и  $C_5$ .

Сырьем для переработки является газ и головка атмосферно – вакуумной перегонки, головка каталитического риформинга, головка гидрокрекинга.

Очистка газов от сероводорода производится путем абсорбирования раствором моноэтаноламина (МЭА). Регенерация растворов осуществляется в отгонных колоннах диаметром 3200 мм.

На установку поступает газ, он подается на сжатие компрессором ЦК-1, 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), деэтанализованный продукт поступает в К-2 (депропанализатор), 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  $C_6$  и выше. В К-6 происходит разделение пентана и изо- пентана.

#### Изомеризация.

Изомеризация низших парафиновых углеводородов (бутана, пентана, гексана, легкокипящих бензиновых фракций) применяется для выработки высокооктановых компонентов бензина. Существуют различные модификации процесса, которые различаются по типу применяемого катализатора, требованиям к сырью, условиям проведения процесса.

#### Установка гидрокрекинга.

Гидрокрекинг – каталитический процесс, предназначенный для получения светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива), а также сжиженных газов  $C_3$ - $C_4$  при переработке под давлением водорода нефтяного сырья, имеющего молекулярную массу более высокую, чем получаемые целевые продукты. Гидрокрекинг позволяет получать широкий ассортимент нефтепродуктов практически из любого нефтяного сырья путем подбора соответствующих катализаторов и условий .

В зависимости от сырья и продуктов, которые необходимо получить используются одноступенчатые и двухступенчатые схемы, системы с неподвижным, движущимся и суспендированным катализатором.

#### Установка адсорбционной депарафинизации 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

нафтоароматические 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 ( $-10 \pm -11$  °С). Чтобы получить из таких фракций дизельное зимнее топливо с температурой застывания  $-45$  °С и дизельное арктическое топливо с температурой застывания  $-60$  °С, эти фракции подвергают адсорбционной депарафинизации.

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

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  $0,01\%$ .

Установка коксования.

Процесс замедленного коксования в необогреваемых камерах предназначен для получения крупнокускового нефтяного кокса как основного целевого продукта, а также легкого и тяжелого газойлей, бензина и газа.

Сырьем являются 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 газойли.

Основными показателями качества сырья являются плотность, коксуемость по содержанию серы. Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя.

Основными показателями качества кокса являются истинная плотность, содержание серы, зольность и микроструктура. Для игольчатого кокса истинная плотность должна быть не ниже  $2,09 \text{ г/см}^3$ , для кокса марки КНПС (пиролизного специального), используемого в качестве конструкционного материала, она находится в пределах  $2,04—2,08 \text{ г/см}^3$ .

Установка по производству серы.

Сырьем для установки являются сероводород (побочный продукт установок гидроочистки и дизельного топлива, гидрокрекинга, выделенный с помощью 15%-го водного раствора моноэтаноламина. Продукт - элементарная сера.

Смешение и нагрев сероводорода и диоксида серы осуществляется во вспомогательных топках. Каталитическое производство серы обычно проводят в две ступени. Как и термическое, каталитическое производство серы осуществляется при небольшом избыточном давлении.

Установка по производству водорода.

Назначение установки – производство водорода, потребность в котором возрастает из года в год в связи с постоянным углублением процессов переработки нефти, повышения требований к качеству получаемых топлив и смазочных материалов, а также в связи с необходимостью обессеривания энергетического топлива.

В качестве сырья для получения водорода методом паровой каталитической конверсии легких углеводородов могут быть использованы природные и заводские (сухие и жирные) газы с установок изомеризации, ГФУ, каталитического риформинга, гидроочистки, гидрокрекинга, а также прямогонные бензины.

## **2.4 Материальный баланс предприятия**

Руководствуясь данными научно – исследовательских институтов, материалами типовых проектов технологических установок, составляем схему

материальных потоков предприятия. В таблице приведен материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой Жигулевской нефти[2].

Таблица 3 – Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Обессоливание нефти			
Поступило:			
Нефть сырая	101,000	101,000	4 877,967
Нефть обессоленная	100,000	100,000	4 829,670
Вода и соли	1,000	1,000	48,297
Всего:	101,000	101,000	4 877,967
АВТ			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100,000	100,000	4 829,670
Получено:			
Газ и головка стабилизации	2,500	2,500	-
Фракция н.к. - 62°C	0,700	0,700	33,808
62-85°C	1,400	1,400	67,615
85-105°C	3,000	3,000	144,890
105-140°C	5,600	5,600	255,527
140-180°C	6,400	6,400	309,099
180-230°C	8,900	8,900	429,841
230-350°C	21,100	21,100	1 019,060
350-500°C	16,900	16,900	771,145
Гудрон	32,800	32,800	1 584,132
Потери	0,700	0,700	33,808
Всего:	100,000	100,000	4 829,670
Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов			
Поступило:			

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Фракция 62-85°C	48,300	1,400	67,615
Фракция 85-105°C	51,700	1,500	72,445
Всего:	100,000	2,900	140,060
Получено:			
Бензол	11,800	0,342	16,527
Толуол	11,900	0,345	16,667
Сольвент	3,000	0,087	4,202
Рафинат	56,000	1,624	78,434
Водородсодержащий газ ВСГ	5,000	0,145	7,003
(в том числе водород)	[1,1]	[0,032]	[3,224]
Головка стабилизации	5,000	0,145	7,003
Газ	6,000	0,174	8,404
Потери	1,300	0,038	1,821
Всего:	100,000	2,900	140,060
Каталитический риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	12,386	1,500	66,063
105-140°C	46,243	5,600	246,638
140-180°C	19,818	4,400	105,702
Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Бензины-отгоны гидроочистки	4,100	0,493	22,505
Всего:	100,000	14,190	684,654
Получено:			
Катализат	83,000	11,766	568,263
Водородсодержащий газ ВСГ	5,000	0,709	34,233
(в том числе водород)	[1,1]	[0,15]	[9,827]
Головка стабилизации	5,000	0,709	34,233
Газ	6,000	0,851	41,079
Потери	1,000	0,142	6,847
Всего:	100,000	14,190	684,654

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°С	42,079	4,000	115,912
Фракция 180-230°С	57,859	6,500	214,920
Водородсодержащий газ ВСГ	1,200	0,120	4,457
(в том числе водород)	[0,3]	[0,02]	1,453
Всего:	101,200	10,620	512,911
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,200	10,200	492,638
Бензин-отгон	1,500	0,157	7,602
Сероводород	0,100	0,010	0,507
Газ	2,000	0,210	10,137
Потери	0,400	0,042	2,027
Всего:	101,200	10,620	512,911
Гидроочистка дизельных фракций (летнее)			
Поступило:			
Фракция 180-230°С	15,477	2,000	91,296
Фракция 230-350°С	65,303	21,100	963,177
Легкий газойль коксования	19,220	7,398	283,475
ВСГ	1,700	0,560	8,259
(в том числе водород)	[0,4]	[0,13]	[8,382]
Всего:	101,700	31,058	1 500,000
Получено:			
Гидроочищенное дизельное топливо	97,100	29,653	1 432,153
Бензин-отгон	1,100	0,336	16,224
Сероводород	0,800	0,244	11,799
Газ	2,300	0,702	33,923
Потери	0,400	0,122	5,900
Всего:	101,700	31,058	1 500,000

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива (зимнее)			
Поступило:			
Гидроочищенное дизельное топливо	100,000	13,000	480,330
Водород	1,000	0,128	4,803
Всего:	101,000	13,128	578,190
Получено:			
Дизельное топливо зимнее	80,300	10,437	459,690
Промежуточная фракция	9,100	1,183	52,094
Парафин жидкий	11,200	1,456	64,116
Потери	0,400	0,052	2,290
Всего:	101,000	13,128	578,190
Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	74,542	2,500	106,862
Головка каталитического риформинга	25,458	0,854	36,496
Головка гидрокрекинга	22,005	0,738	31,546
Всего:	100,000	3,354	143,358
Получено:			
Пропан	21,600	0,703	30,965
Изобутан	16,100	0,524	23,081
н-бутан	33,000	1,074	47,308
Изопентан	8,600	0,280	12,329
н-пентан	11,000	0,358	15,769
Газовый бензин	1,800	0,059	2,580
Газ	6,500	0,212	9,318
Потери	1,400	0,046	2,007
Всего:	100,000	3,255	143,358
Изомеризация			
Поступило:			



Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Фракция н.к. - 62°C	26,586	0,700	33,808
Пентан с ГФУ	8,849	0,358	15,769
Водородсодержащий газ ВСГ	1,100	0,031	1,960
(в том числе водород)	[0,2]	[0,004]	[0,354]
Всего:	36,535	1,090	48,006
Получено:			
Изопентан	69,800	0,753	33,144
Изогексан	26,300	0,284	12,488
Газ	4,000	0,043	1,899
Потери	1,000	0,011	0,475
Всего:	101,100	1,090	48,006
Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	22,971	3,000	718,483
Фракция 350-500°C	15,314	2,000	154,229
ПАВ	3,000	0,150	30,213
Всего:	103,000	5,150	226,817
Получено:			
Битумы дорожные	72,700	3,635	160,093
Битумы строительные	26,400	1,320	58,136
Отгон	1,300	0,065	2,863
Газы окисления	1,600	0,080	3,523
Потери	1,000	0,050	2,202
Всего:	103,000	5,150	226,817
Гидрокрекинг			
Поступило:			
Фракций 350-500°C	89,400	14,900	675,852
Деасфальтизат	13,283	2,280	100,416
Водород с водородной установки	3,000	0,500	22,680
Всего:	103,000	17,680	778,666
Получено:			

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Бензин легкий	2,600	0,446	19,656
Бензин тяжелый	12,800	2,197	96,766
Реактивное топливо	20,900	3,433	158,001
Дизельное топливо	46,000	7,896	347,754
Тяжелый газойль (выше 350°C)	7,900	1,356	59,723
Сероводород	2,300	0,395	17,388
Газ	5,200	0,892	39,311
Головка стабилизации	4,300	0,738	32,507
Потери	1,000	0,171	7,560
Всего:	103,000	17,680	778,666
Коксование			
Поступило:			
Гудрон (коксуемость 16%)	79,300	23,800	759,922
Асфальт	20,700	3,600	160,924
Всего:	100,000	27,400	1 206,746
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,600	2,356	103,780
Бензин	13,000	3,562	156,877
Легкий газойль	27,000	7,398	325,821
Тяжелый газойль	24,400	6,686	294,446
Кокс	24,000	6,576	289,619
Потери	3,000	0,822	36,202
Всего:	100,000	27,400	1 206,746
Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
Гудрон	100,000	6,000	264,251
Получено:			
Асфальт на замедленное коксование	60,000	3,600	158,551
Деасфальтизат на гидрокрекинг	38,000	2,280	100,415
Потери	2,000	0,120	5,285
Всего:	100,000	6,000	264,251

## Окончание таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье уст-ки	% на нефть	тыс. т/год
Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100,000	0,650	29,596
Получено:			
Сера элементарная	97,000	0,652	28,708
Потери	3,000	0,020	0,888
Всего:	100,000	0,650	29,596
Производство водорода			
Поступило:			
Сухой газ	32,700	0,294	12,961
Хим.очищенная вода (на реакцию)	67,300	0,606	26,676
Всего:	100,000	0,900	39,637
Получено:			
Водород технический, 96%	18,200	0,164	22,835
(в том числе водород 100%)	[17,5]	[0,157]	[21,957]
Двуокись углерода	77,800	0,700	30,838
Потери	4,000	0,036	1,585
Всего:	100,000	0,900	39,637

В таблице 4 представлен сводный материальный баланс установки глубокой переработки нефти.

Таблица 4 – Сводный материальный баланс

Компоненты:	Топливный вариант с глубокой переработкой	тыс. т/год
Поступило:		
Нефть обессоленная	100,000	4 829,670

Продолжение таблицы 4

Компоненты:	Топливный вариант с глубокой переработкой	тыс. т/год
ПАВ на производство битума	0,150	30,213
Вода на производство водорода	0,606	26,676
Всего:	100,756	4 886,559
Получено:		
Автомобильный бензин, в т.ч.:	19,788	882,108
Катализат риформинга	11,766	568,263
Рафинат от производства ароматических УВ	1,624	78,434
Изопентан	1,032	22,736
Изогексан	0,284	12,488
Легкий бензин	0,446	19,656
Бензин коксования	3,562	156,877
Бутан	1,074	23,654
Керосин гидроочищенный	10,200	492,638
Дизельное топливо летнее, в т.ч.	24,549	1 003,918
Гидроочищенное топливо	16,653	951,823
Промежуточная фракция депарафинизации	1,183	52,094
Дизельное топливо с установки гидрокрекинга	7,896	347,754
Дизельное топливо зимнее	10,437	459,690
Ароматические УВ, в т.ч.:	0,774	37,396
Бензол	0,342	16,527
Толуол	0,345	16,667
Сольвент	0,087	4,202
Сжиженные газы, в т.ч.:	2,301	77,700
Пропан	0,703	30,965
Изобутан	0,524	23,081
Н-бутан	1,074	23,654
Изопентан	1,032	22,736
Жидкий парафин	1,456	64,116
Кокс нефтяной	6,576	289,619
Битумы дорожные и строительные	4,955	218,229

#### Окончание таблицы 4

Компоненты:	Топливный вариант с глубокой переработкой	тыс.т/год
Котельное топливо, в т.ч.:	8,107	297,309
Тяжелый газойль коксования	6,686	294,446
Отгоны производства битумов и ГО масел	0,065	2,863
Фракция выше 350 гидрокрекинга	1,356	59,723
Сера элементная	0,652	28,708
Топливный газ	2,789	131,110
РТ	3,433	158,001
Диоксид углерода	0,700	30,838
Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,080	3,523
Потери безвозвратные	2,371	108,896
Всего:	100,202	4 306,535

## 2.5 Описание технологического процесса гидроочистки дизельного топлива

### 2.5.1 Характеристика сырья и продуктов гидроочистки дизельного топлива

Сырьем секции гидроочистки дизельного топлива являются выделенные на установке ЭЛОУ-АВТ фракции:

- прямогонная фракция дизельного топлива летнего;
- прямогонный погон утяжелённого фракционного состава.

В случае необходимости возможна переработка более легкого сырья - фракции 180-350 гр.<sup>0</sup>С.

Готовой продукцией установки гидроочистки являются;

- гидроочищенная дизельная фракция, качество соответствует;
- действующей нормативно-технической документации на топливо;
- дизельное летнее;
- гидроочищенная дизельная фракция УФС, качество соответствует;

Побочные продукты установки:

- бензиновая фракция, направляемая в линию прямогонного бензина или в линию некондиции ЭЛОУ-АВТ;

- отдуваемый водородсодержащий газ, очищенный от сероводорода, направляемый в качестве топливного газа в общезаводскую сеть;

- углеводородный газ, очищенный от сероводорода, направляемый в качестве топливного газа в общезаводскую сеть.

В таблице 4 представлена характеристика сырья.

Таблица 4 – характеристика сырья и готовой продукции

Наименование сырья	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма (по ГОСТу, СТП, ТУ)
1	2	3
Дизельных фракций с установки первичной перегонки нефти	Фракционный состав: 50% перегоняется при температуре, гр.С, не выше	279
	96% перегоняется при температуре, гр.С, не выше	359
	Массовая доля серы, % не более	0,1
	Температура вспышки в закрытом тигле, гр.С не ниже	100
	Плотность, г/см <sup>3</sup> , не более	0,870
Свежий водородсодержащий газ	Содержание водорода, % об. не ниже	65
	Удельный вес, кг/нм <sup>3</sup>	0,2-0,4
	Содержание H <sub>2</sub> S, не более	1,5ppm
	Содержание влаги после осушки	15-25ppm

В таблице 5 представлена характеристика готовой продукции.

Таблица 5 – Характеристика готовой продукции

Наименование сырья	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма (по ГОСТу, СТП, ТУ)
1	2	3
Гидроочищенная фракция дизельного топлива	Фракционный состав : 50% при температуре, °С не выше Вязкость кинематическая при 20 °С, ССТ Проба на медную пластинку Содержание воды Температура вспышки в закрытом тигле, °С не ниже Температура застывания, °С не выше	280  3.0-6.0 отсутствует отсутствует 62 10
Бензин-отгон	Фракционный состав, °С - конец кипения, Плотность, г/см <sup>3</sup> , не > Содержание воды	220 0.760 отсутствует

Дизельное топливо используется в двигателях с воспламенением от сжатия и в некоторых типах газотурбинных двигателей.

По своему назначению подразделяются на следующие виды:

-топливо для быстроходных дизелей 800-1000 об/мин и более и судовых газовых турбин;

-топливо для мало- и среднеоборотных дизелей до 600-700 об/мин ;

-топливо для автотракторных, тепловых и судовых двигателей.

Топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин изготавливается из дистиллятных фракций прямой перегонки малосернистых нефтей, подвергнутых гидроочистке с депарафинизацией, гидрокрекингу с

добавлением до 1% (масс.) изопропилнитрата для повышения цетанового числа. Топливо для автотракторных, тепловых и судовых двигателей производится из дистиллятных прямогонных фракций, прошедших гидроочистку с депарафинизацию, но к нему может быть добавлены продукты гидрокрекинга.

Основными показателями качества дизельного топлива являются:

- воспламеняемость;
- фракционный состав;
- температура вспышки;
- вязкость.

Воспламеняемость оценивается цетановым числом (ц.ч.). В качестве эталонов для его определения принимают гексадекан (ц.ч.=100) и  $\alpha$ -метилнафталин (ц.ч. = 0).

Ц.ч. топлива численно равно содержанию цетана по объему в такой смеси цетана с  $\alpha$ -метилнафталином, которая в стандартных условиях испытания равноценны по воспламеняемости испытываемому топливу.

Ц.ч. зависит от химической природы топлива. Наилучшей воспламеняемостью обладают алканы, циклоалканы, а наименьшей ароматические углеводороды.

Ц.ч. равно:

- $\alpha$ -метилнафталина – 0;
- тяжелой каменноугольной смолы – 5;
- легкой каменноугольной смолы – 10;
- сланцевой смолы – 40;
- дизельного топлива из нефти – 45-50;
- цетана – 100.

Для оценки качества дизельного топлива пользуются также дизельным индексом (ДИ), который определяется по формуле:



$$ДИ = 2.367 (t_a + 17.8) [1.076 / (g_{4}^{20} + 0.004) - 1], \quad (2.1)$$

где  $t_a$  – анилиновая точка, °С

$g_{4}^{20}$  – относительная плотность топлива, кг/м<sup>2</sup>

Добавка к дизельному топливу некоторых перекисей и нитропроизводных значительно улучшает воспламеняемость и, следовательно, его ц.ч. Так, добавка к топливу прямой перегонки и крекинг-топливу 1-3% (масс.) перекиси ацетила, перекиси тетралина, этилнитрата или изоамилнитрата повышает ц.ч. на 16-24 пунктов[5].

### 2.5.2 Теоретические основы процесса гидроочистки

Процесс гидроочистки основывается на реакции умеренной гидрогенизации, с удалением из нефтепродуктов гетероатомных, непредельных соединений и частично полициклических аренов в среде водорода на катализаторах.

Удаление гетероатомов происходит в результате разрыва связей С – S, С – N, С – O, и насыщения образующихся осколков водородом. При этом сера, азот, кислород выделяются соответственно в виде H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O. Арены присоединяют водород по двойной связи. Частично гидрируются полициклические арены.

Относительная скорость и глубина реакций зависят от условий процесса, физико-химических свойств перерабатываемого сырья, применяемого катализатора и его состояния.

Химизм процесса гидроочистки.

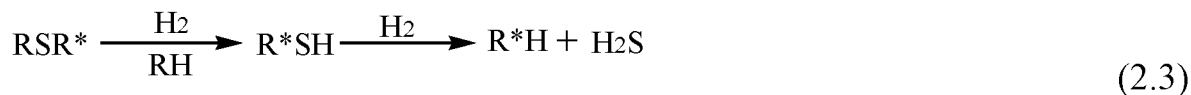
Ниже приведены схемы основных реакций гидроочистки.

Реакции сернистых соединений.

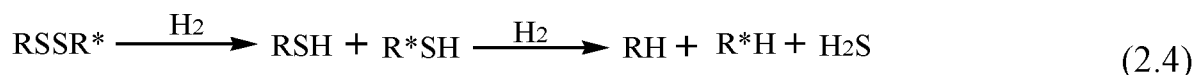
Формула превращения меркаптанов в углеводород и сероводород:



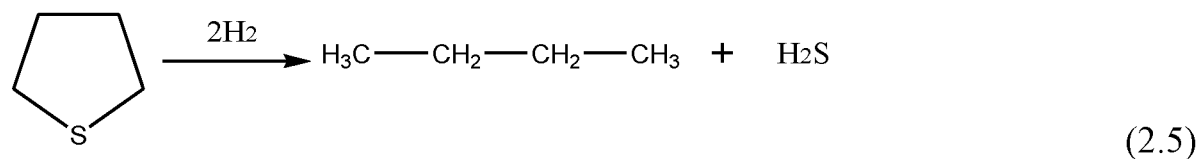
Формула гидрирования сульфидов через стадию образования меркаптанов:



Формула гидрирования дисульфидов до сероводорода и соответствующих углеводородов также через стадию образования меркаптанов:



В циклических сульфидах, например в тиофене, вначале разрывается кольцо, затем отщепляется сероводород и образуется соответствующий углеводород. Формула гидрирования тиофена.



Из всех сернистых соединений легче всего гидрируются меркаптаны, сульфиды, труднее всего - тиофены. При одних и тех же условиях первые гидрируются на 95%, степень гидрирования тиофенов составляет 40-50%. [6, с.66].

Скорость гидрообессеривания уменьшается с увеличением молекулярного веса нефтяных фракций. Легкие прямогонные фракции - бензин, керосин очищаются значительно легче, чем фракции дизельного топлива,

характеризующиеся более высоким молекулярным весом и содержанием серистых соединений, близких к тиофену.

С повышением температуры (в интервале 20-500<sup>0</sup>С) константа равновесия гидрирования меркаптанов, сульфидов и дисульфидов возрастает, а тетрагидротиофенов и тиофенов – падает. Поэтому глубокая очистка нефтепродуктов от серы, содержащейся в виде тиофенов, возможна только при относительно низкой температуре ( $\leq 425^{\circ}\text{C}$ ) и высоком парциальном давлении водорода (3МПа и выше).

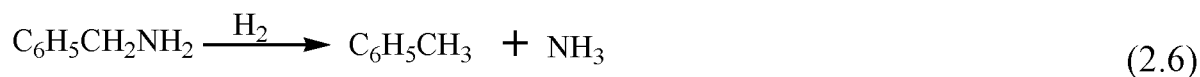
Кинетика гидрирования сернистых сильно зависит от их строения. Скорость реакции падает в следующем ряду (в скобках – относительные скорости гидрирования): меркаптаны (7) = дибензилсульфиды (7) > втор-алкилсульфиды (4,3-4,4) > тиофан и его производные (3,8-4,1) > первичные алкилсульфиды (3,2) > производные тиофена и диарилсульфиды (1,1-2).

В пределах одного класса соединений скорость гидрирования уменьшается с увеличением молекулярной массы, т.е. удаление серы из тяжелых нефтяных фракций происходит с большим трудом, чем из лёгких. Взаимодействие индивидуальных серосодержащих соединений различных классов с водородом в условиях гидроочистки происходит по реакции первого порядка. Порядок реакции по водороду может быть различным в зависимости от условий гидроочистки и свойств сырья. Кажущаяся энергия активации гидрирования серосодержащих соединений на обычных катализаторах гидроочистки в интервале 350-425<sup>0</sup>С составляет 46-48 кДж/моль. По-видимому, во всех случаях в этом температурном интервале реакция протекает во внутридиффузионной области.

#### Реакции азоторганических соединений

Азот в нефтепродуктах находится в основном в гетероциклах – в виде производных пиррола и пиридина.

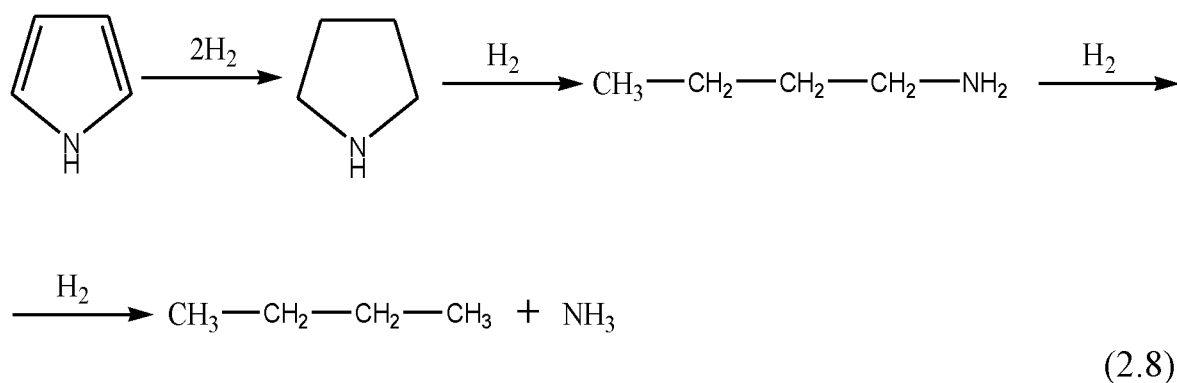
Гидрогенолиз связи С – N протекает труднее, чем связи С – S, поэтому в процессах гидроочистки азот удалить сложнее, чем серу. Легче всего гидрируются амины



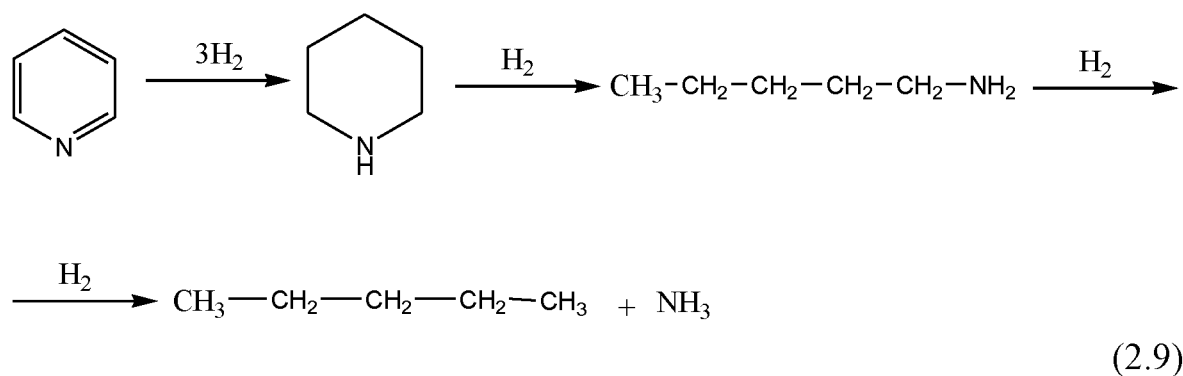
Анилин, содержащий аминогруппу, связанную с ароматическим кольцом; гидрируется значительно труднее



Хуже всего удаляется азот из циклических структур. Пиррол гидрируется до бутана и аммиака

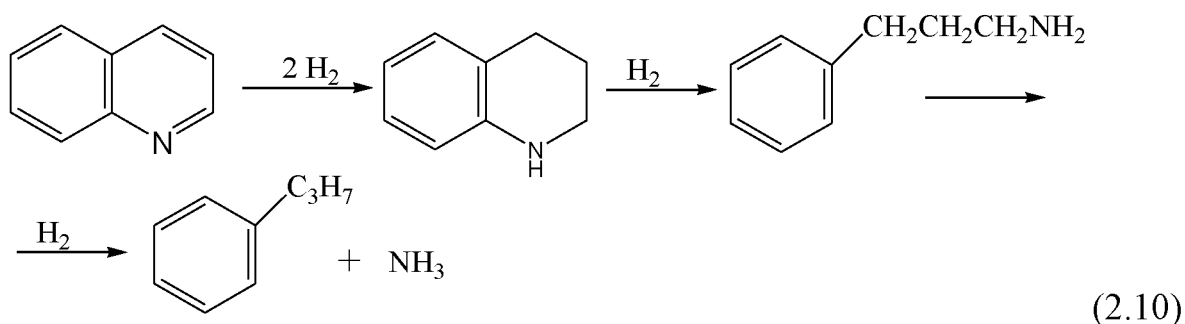


Пиридин превращается в пентан и аммиак по схеме



Так как сопряженная электронная система в молекуле пиридина значительно более устойчива, чем в молекуле пиррола, пиридин гидрируется труднее, чем пиррол.

Гидрирование бициклических и полициклических аренов начинается с кольца, содержащего гетероатом

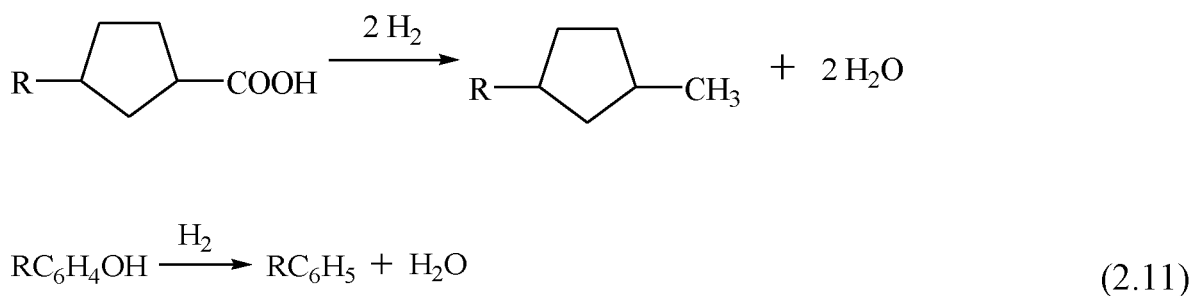


В присутствии обычных катализаторов гидроочистки достигается практически полное гидрирование азотосодержащих соединений.

Реакции кислородосодержащих и металлоорганических соединений.

Кислород в среднестиллятных фракциях нефтепродуктов может быть представлен соединениями типа спиртов, эфиров, фенолов и нафтеновых кислот. Наибольшее количество кислородосодержащих соединений концентрируется в смолах и асфальтенах.

При гидрогенизации кислородосодержащих соединений образуются соответствующие углеводороды и вода



Смолы и асфальтены превращаются в более низкомолекулярные соединения.

Гидроочистка от кислородсодержащих соединений протекает в тех же условиях, что и удаление сернистых примесей. В присутствии обычных катализаторов гидроочистки кислородсодержащие соединения удаляются практически нацело.

Металлоорганические соединения, присутствующие в нефтяных

фракциях, разлагаются на активных катализаторах с выделением свободного металла, являющегося каталитическим ядом. Гидроочистка позволяет удалять большую часть металлоорганических соединений (75 – 95 %) [6].

Реакции углеводородов.

В процессе гидроочистки одновременно с реакциями сернистых азотных и кислородных соединений протекают многочисленные реакции углеводородов:

- изомеризация парафиновых и нафтеновых углеводородов;
- насыщение непредельных;
- гидрокрекинг;
- гидрирование ароматических углеводородов и др.

Изомеризация парафиновых и нафтеновых углеводородов происходит при любых условиях обессеривания, интенсивность гидрокрекинга усиливается с повышением температуры и давления.

При более высоких температурах и низких давлениях происходит частичное дегидрирование нафтеновых и дегидроциклизация парафиновых углеводородов. В некоторых случаях гидрогенизационного обессеривания эти реакции могут служить источником получения водорода для реакций собственного обессеривания, т.е. обеспечивают протекание процесса автогидроочистки.

Из сопутствующих обессериванию реакций углеводородов особый интерес представляет насыщение олефиновых и ароматических углеводородов.

Как показали исследования, наиболее стойкими в процессе гидрирования являются ароматические углеводороды. Моноциклические (бензол и его гомологи) в заметном количестве гидрируются при высоком порционном давлении водорода (200 ат.и выше).

Гидрирование ароматических углеводородов с конденсированными кольцами протекает в условиях гидроочистки частично с образованием моно и бициклических ароматических углеводородов.

При температуре 350-420<sup>0</sup>С происходит практически полное

гидрирование непредельных соединений при сравнительно низком парциальном давлении водорода.

### 2.5.3 Катализаторы процесса

В процессе гидроочистки используют катализаторы, стойкие к отравлению различными ядами. Это оксиды и сульфиды металлов переменной валентности: Ni, Co, Mo, W на оксиде алюминия с другими добавками [6].

На стадии пусковых операций или в начале сырьевого цикла катализаторы гидроочистки подвергают сульфидированию (осернению) в токе  $H_2S$  и  $H_2$ ; активность катализаторов при этом увеличивается.

Кроме сероводорода используют также другие серосодержащие соединения, легко гидрирующиеся до  $H_2S$ , которые дозируют в сырьевой поток. Содержание серы, связанной с катализатором, составляет 4-6%.

Промышленные катализаторы обладают высокой избирательностью. В присутствии АКМ-катализатора с высокой скоростью протекают реакции разрыва C--S –связей, он достаточно активен в реакциях насыщения алкенов, разрыва связей C—N и C—O. Расщепления связей C—C не происходит. Этот катализатор практически пригоден для гидроочистки любых нефтяных фракций. АНМ-катализатор значительно более активен в реакциях насыщения полициклических аренов и гидрирования азотистых соединений, поэтому его рекомендуют для очистки тяжелого высокоароматизированного сырья каталитического крекинга.

В процессе работы катализатор закоксовывается и теряет активность. Для её восстановления катализатор подвергают регенерации, выжигая кокс с поверхности при температуре до  $530^{\circ}C$  [6].

### 2.5.4 Основные технологические параметры

Условия проведения процесса гидроочистки зависят от фракционного и химического состава сырья, от требуемой степени обессеривания,

применяемого катализатора и его состояния.

Основными параметрами, характеризующими гидроочистку, являются температура, давление, объемная скорость подачи сырья, кратность циркуляции водородсодержащего газа по отношению к сырью и активность катализатора [6,с.30].

Температура.

Подбор оптимальных температур гидроочистки зависит от качества исходного сырья, от условий ведения процесса, потери активности катализатора с течением времени и лежит в пределах 350-400<sup>0</sup>С.

Тяжелое сырье очищается при более низкой температуре, чем легкое сырье. Наиболее целесообразно вести процесс при максимальной температуре, не вызывающей образования кокса.

При повышении температуры степень гидрирования сернистых соединений возрастает, достигая максимума при 420<sup>0</sup>С. При дальнейшем повышении температуры степень гидрирования снижается: для сернистых соединений незначительно, для непредельных углеводородов довольно резко, так как при повышенной температуре происходит реакция гидрокрекинга, в результате которых снижается выход жидких продуктов и увеличивается отложение кокса на катализаторе.

Реакции экзотермичны, количество выделяемого тепла зависят от содержания серы и непредельных углеводородов в сырье.

Давление.

С повышением общего давления в системе увеличивается степень обессеривания сырья, уменьшается коксообразование и увеличивается срок службы катализатора. Процесс гидроочистки проводится при давлении 20÷50 атм. Вблизи верхнего предела рост степени обессеривания от повышения давления незначителен.

При изучении факторов, влияющих на глубину гидроочистки, было определено, что гидрированию в основном способствует не повышение общего



давления в системе, а то, что с повышением общего давления в системе гидроочистки растёт парциальное давление водорода.

При увеличении парциального давления водорода до 30 атм. степень гидрирования сернистых соединений увеличивается резко, а выше 30 атм., очень незначительно.

В жидкофазном процессе повышение давления водорода до очень высоких значений увеличивает скорость реакции, ускоряя транспортирование водорода через плёнку жидкости к поверхности катализатора

Объёмная скорость подачи сырья.

Объёмной скоростью называется отношение объема сырья, подаваемого в реактор в час, к объёму катализатора.

Объёмная скорость подачи сырья зависит от содержания и типа гетероатомных соединений в сырье, от технологии получения сырья (первичное, вторичное) и требуемой глубины очистки. Обычно она колеблется в очень широких пределах – от 0,5 до 10 ч<sup>-1</sup>. Гидроочистку сырья с высоким содержанием тиофенов проводят с меньшей объёмной скоростью, чем сырья, содержащего серу в виде меркаптанов и сульфидов. Низкая объёмная скорость требуется также для переработки тяжелого сырья вторичного происхождения из-за высокого содержания непредельных и полициклических аренов, а также трудностей удаления высокомолекулярных гетероатомных соединений.

С увеличением объёмной скорости уменьшается время пребывания сырья в реакторе и, наоборот, с уменьшением объёмной скорости увеличивается время контакта паров сырья с катализатором и следовательно, углубляется степень очистки. Однако с уменьшением объёмной скорости уменьшается количество пропускаемого через реактор сырья, т.е. уменьшается производительность установки.

Поэтому для каждого вида сырья определяется максимально допустимая скорость, и процесс гидроочистки ведут именно при этой скорости подачи сырья.

При подборе объемной скорости учитывают не только фракционный и химический составы сырья, но и состояние катализатора, а также и другие показатели (температуру, давление), влияющие на степень гидрообессеривания.

Кратность циркуляции водородсодержащего газа к сырью.

Важным фактором является кратность циркуляции. С экономической точки зрения заданное соотношение целесообразно поддерживать циркуляцией водородсодержащего газа. Для каждого вида сырья имеется свой оптимум кратности циркуляции, после которого эффективность гидроочистки снижается и увеличивается скорость реакций разложения и насыщения непредельных углеводородов. Термодинамические расчеты показывают, что уже в присутствии теоретически необходимого количества водорода реакции гидрирования могут протекать до практически полного завершения.

Однако скорость реакций при этом будет крайне мала вследствие низкого парциального давления водорода. Поэтому процесс гидрообессеривания проводят с избыточным количеством водорода. При повышении содержания водорода в газосырьевой смеси скорость процесса увеличивается, однако заметное возрастание скорости реакции при этом происходит только до определенного предела. Увеличение объема циркулирующего водорода снижает также коксообразование на катализаторе.

В настоящее время в промышленности применяется в основном гидроочистка с циркуляцией водородсодержащего газа. Относительное количество подаваемого водородсодержащего газа выражается объемом циркулирующего газа в нормальных кубометрах ( $\text{нм}^3$ ), приходящихся на  $1\text{м}^3$  жидкого сырья.

Для процесса гидроочистки дизельного топлива рекомендуется кратность циркуляции  $350\text{-}400\text{ нм}^3/\text{м}^3$  сырья.

Концентрация водорода в циркулирующем газе не менее 65% объёмных. Парциальное давление водорода в циркулирующем газе не менее 20 атм.

Активность катализатора.

Чем выше активность катализатора, тем с более высокой объемной скоростью можно проводить процесс и достигать большей глубины обессеривания.

С течением времени активность катализатора падает за счет отложения серы и кокса на его поверхности.

Снижение парциального давления водорода в циркулирующем газе и ужесточение режима процесса способствует закоксуванию катализатора. Поэтому периодически один раз в год поводят регенерацию катализатора, в результате которой выжигается кокс и сера, отложившиеся на катализаторе, и активность катализатора восстанавливается.

Постепенно катализатор «стареет» за счет рекристаллизации и изменения структуры поверхности, а также за счет адсорбции на поверхности катализатора металлоорганических и других веществ, блокирующих активные центры. В этом случае каталитическая активность снижается безвозвратно, и катализатор заменяется на свежий.

#### **2.5.5 Технологическая схема гидроочистки дизельного топлива**

Сырье – прямогонная дизельная фракция 180-350<sup>0</sup>С поступает на прием сырьевых насосов Н-1,2. От сырьевых насосов сырье поступает в тройник смешения, где смешивается с водородсодержащим газом (ВСГ), поступающим от компрессора ЦК-1.

Газосырьевая смесь поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-1,2,3, где нагревается газопродуктовым потоком.

Далее газосырьевая смесь поступает в трубчатую печь П-1, где нагревается теплом сжигаемого в печи жидкого и газообразного топлива. Нагретая газосырьевая смесь поступает в реактор Р-1.

В реакторе на катализаторе гидроочистки происходит гидрирование сернистых, азотистых, кислород - содержащих и непредельных соединений содержащихся в сырье, с образованием сероводорода, воды и амиака. Кроме

того, в зоне реакции происходит также частичный гидрокрекинг с образованием углеводородов и лёгких бензиновых фракций. Реакции гидрирования прямогонных фракций протекают с незначительным тепловым эффектом, в результате чего температура на выходе из реактора может повышаться на 10°C.

Часть газопродуктовой смеси из реактора Р-1 поступает в теплообменник Т-3 и далее в Т-4, где отдает свое тепло сырью стабилизации. Затем весь поток направляется в теплообменники Т-2,1, отдавая тепло газосырьевой смеси.

Далее газопродуктовая смесь охлаждается в воздушном холодильнике Х-1 и водяном Х-2 и поступает в сепаратор высокого давления С-1.

В сепараторе С-1 происходит разделение нестабильного гидрогенизата и циркулирующего газа, а также происходит отделение воды.

Циркуляционный газ из С-1 направляется в абсорбер К-2 на очистку от сероводорода 15%-ным раствором моноэтанламина.

Раствор моноэтанламина для очистки циркуляционного газа в абсорбер К-2 подается насосом Н-6,7 из Е-1.

Очищенный циркуляционный газ через сепаратор С-3 поступает на прием компрессора ЦК-1.

Нестабильный гидрогенизат из сепаратора С-1 поступает в теплообменники Т-6,4 и затем в стабилизационную колонну К-1. Для обезвоживания продуктов гидроочистки в низ колонны К-1 подается водородсодержащий газ.

Пары бензина, водяной пар и газ выводятся с верха колонны К-1, проходя конденсатор-холодильник ХК-1, где конденсируются и охлаждаются и поступают в сепаратор С-2, в котором происходит отделение газа от жидкой фазы и разделение бензина и воды.

Бензин из С-2 насосом Н-4,5, может частично подаваться в колонну К-1 в качестве орошения, оставшаяся часть выводится с установки.

Углеводородный газ из С-2 направляется в адсорбер К-3 на очистку от сероводорода раствором моноэаноламина, подаваемым насосом Н-8,9 из Е-1.

Стабильный кубовый остаток выводится с низа колонны К-1, охлаждается последовательно в теплообменнике Т-6, воздушным холодильником Х-3, далее выводится с установки. Уровень низа К-1 регулируется клапаном регулятором установленным после Х-3.

Регенерированный раствор моноэаноламина поступает с установки регенерации МЭА в емкость циркулирующего раствора моноэаноламина Е-1, необходимое количество раствора забирается насосами Н-6,7 и Н-8,9 и подается соответственно в абсорберы очистки К-2,3.

Насыщенный раствор моноэаноламина из К-2,3, поступает в сепаратор С-4 для выделения из него газа и бензина. Затем насыщенный раствор моноэаноламина из С-4 поступает на установку серы.

## **2.6 Выбор основного оборудования**

### **2.6.1 Обоснование выбора типа основных аппаратов и оборудования установки**

Современная нефтеперерабатывающая промышленность оснащена сложным оборудованием, предназначенным для осуществления разнообразных процессов – нагрева, охлаждения, конденсации, массопередачи, перекачки, фильтрации и ряда других операций с нефтью и продуктами ее переработки.

По функциональному назначению это оборудование делится на следующие основные группы:

- реакторное: реакторы, регенераторы;
- массообменное: ректификационные колонны, абсорберы, десорберы;
- нагревательное : трубчатые печи, теплообменники;
- охладительное: холодильники-конденсаторы, аппараты воздушного охлаждения;
- оборудование для разделения эмульсий и суспензий: фильтры, центрифуги;
- оборудование для транспортировки жидких и газообразных сред: насосы, компрессоры;

-оборудование для отключения аппаратов и участков трубопроводов: запорная арматура (задвижки, вентили и др.).

Выбор типа основных аппаратов.

Основными аппаратами установок гидроочистки дизельного топлива являются реакторы, печи, стабилизационные колонны колонны, теплообменные аппараты, сепараторы и емкости.

Реакторы гидроочистки работают в условиях химической и электрохимической коррозии, а также механического износа металла аппаратов катализатором.

Гидроочистка осуществляется в присутствии водородсодержащего газа при температуре 400 °С и давлении 4 МПа. Степень обессеривания, и глубина гидрирования непредельных соединений повышаются с ростом температуры и давления процесса, а также с увеличением кратности циркуляции ВСГ. Для ускорения процесса применяют алюмокобальтмолибденовый таблетированный катализатор.

Реакция гидрирования протекает с выделением тепла, избыток которого отводят с помощью хладагентов (холодного циркулирующего газа, сырья или гидрогенизата).

Отработанный катализатор в конце реакции содержит до 7 % масс. серы. Активность катализатора восстанавливают путем окислительной газовой регенерации. Перед регенерацией систему продувают под давлением 0,8 МПа инертным газом, который затем удаляют из реактора через вытяжную трубку. Процесс восстановления катализатора начинают с выжигания кокса газами при температуре 420-430 °С и давлении 4 МПа и заканчивают прокаливанием катализатора в течение четырех часов при температуре 520-550 °С и давлении 2 МПа. Чтобы сохранить прочность металла коммуникационных труб при высокой температуре, давление в процессе прокаливания постепенно снижают. Продолжительность выжигания составляет 48-60 часов в зависимости от количества кокса и серы.

Общая продолжительность цикла регенерации составляет 100-150 часов,

поэтому данную операцию совмещают с временем с планово-предупредительных ремонтов[8]. Периодичность регенерации определяется качеством сырья и глубиной очистки топлива и составляет от трех месяцев до двух лет.

Реакторы устанавливают на железобетонных постаментов таким образом, чтобы обеспечить выгрузку катализатора самотеком через соответствующие люки.

Реактор гидроочистки дизельного топлива представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с эллиптическими днищами. Корпус реактора изготовлен из двухслойной стали 12ХМ+08Х18Н10Т и 12ХМ-3+08Х18Н10Т толщиной 40 мм, штуцеры из стали Х5М. Изнутри корпус футеруют жаропрочным торкрет-бетонном толщиной обычно 125-200 мм.

Состояние футеровки проверяют путем измерения температуры стенки корпуса аппарата поверхностными термопарами. Превышение допустимой температуры (200 °С) свидетельствует о нарушении герметичности футеровки на данном участке.

Катализатор загружают через верхний люк, на крышке которого имеется воздушник для отвода продувочных газов. Над блоком реакторов сооружают специальные площадки, с которых катализатор по гибкому рукаву засыпают в внутрь. Газо-сырьевая смесь поступает в верхнюю секцию по штуцеру в верхней части аппарата, последовательно проходит слой катализатора и по штуцеру под нижней секцией выводится из реактора. В нижней части реактора размещен слой фарфоровых шаров, служащий опорой для нижнего катализатора и обеспечивающий равномерный вывод продуктов реакции из аппарат[8].

В верхнем днище имеются три штуцера для установки многозонных термопар, контролирующих температуру в слое катализатора.

### **3.1 Обоснование района строительства**

Проектом предусматривается строительство нефтеперерабатывающего завода с последующим выпуском продукции высокого качества стандартов Евро-5. Проект предусматривает поэтапное строительство.

Настоящим проектом планируется строительство НПЗ в городе Волжск в самарской области с целью:

- создания высокорентабельного производства нефтепродуктов;
- замены привозных нефтепродуктов на производимые внутри области;
- получения прибыли от производственной деятельности;
- создания новых рабочих мест.

Нефтеперерабатывающий завод планируется построить на расстоянии 28 км от города.

### **3.2 Объемно-планировочные решения и конструктивные решения зданий и сооружений**

К выбранной площадке под строительство завода автомобильные подъездные пути, а также рядом - на расстоянии 1 000 метров проходит железная дорога.

Неподалёку от объекта строительства располагается река Волга. Выбранный сегмент рынка имеет достаточную емкость, предоставляет предприятию возможность дальнейшего роста, мало подвержен влиянию конкурентов и способен существовать достаточно длительное время[9].

Для строительства завода с учетом будущего расширения первого этапа необходима площадь в размере 265 га, где площадь занятая под технологические установки составит 120 га, площадь занятая промежуточными и товарными парками - 72 га, площадь занятая железными дорогами - 5 га, площадь занятая автодорогами, автоподъездами - 18 га, площадь занятая объектами канализации - 16 га, площадь занятая остальными зданиями и



сооружениями - 14 га, площадь занятая наземными трассами коммуникаций - 11 га, площадь занятая подземными трассами коммуникаций - 7,5 га.

Для строительства завода с учетом будущего расширения необходима и имеется в наличии площадь в размере 263,50 га.

При проектировании зданий и сооружений следует применять такие конструктивные решения, которые в максимальной степени отвечали бы требованиям экономичности и индустриализации строительства. При этом должны быть учтены местные условия строительства - климатические, инженерно-геологические, сейсмические, экологические[9].

Важное влияние на выбор материалов для строительства оказывает возможность использования местных материалов, заполнителей (щебня, гравия, песка) для бетона, а также наличие и возможности местных предприятий стройиндустрии, оснащенность строительства машинами, энергией, водой, наличие различных коммуникаций, особенно транспортных. Таким образом, на выбор конструктивных решений влияет большой комплекс факторов, правильный и достаточно полный учет которых позволяет на основе вариантного проектирования выбрать лучшее конструктивное решение.

Конструктивное решение и выбор материалов для его реализации во многом определяется габаритами зданий и сооружений, их назначением и функциональными особенностями, требуемой долговечностью и капитальностью, архитектурно-эстетическими, экономическими.

По проекту НПЗ необходимы комплектация завода специальным технологическим оборудованием, оборудованием общезаводского назначения и вспомогательным оборудованием.

В процессе работы было принято решение комплектовать технологическое оборудование на базе отечественного производства, другое оборудование, имеющее высокотехнологическое содержание и качество может быть импортным [9].

Проект и установка технологического оборудования заказываются на отечественных заводах.

Закупаемый комплект установок технологического оборудования обладает следующими показателями:

- максимальной компактностью, для размещения на ограниченной территории и блочно-модульным исполнением, что позволяет быстро смонтировать ее на подготовленную площадку;

- высоким уровнем автоматизации, надежности и эргономичности, обеспечивающим удобства и благоприятные условия труда для обслуживающего персонала;

- возможность нормальной работы всех систем при пониженных температурах окружающей среды, а также защитой от снега и ветров;

- минимальным количеством вредных выбросов;

- минимальным количеством используемой воды;

- имеет в своей системе современную лабораторию с оптимальным набором быстропроизводимых анализов, соответствующих требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории России;

- имеет в своем составе современные очистные сооружения и систему подготовки и очистки воды.

### **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.

Расположение оборудования на площади цеха или участка определяется в основном технологическим процессом и местными условиями.

При автоматизированном производстве оборудование размещается по ходу технологического процесса в единую цепочку с соблюдением расстояний между оборудованием и конструктивными элементами здания. На автоматических и поточных линиях большой протяженности для перехода с одной стороны линии на другую устраивают переходные мостики.

При многостаночном обслуживании оборудование располагают с учетом максимально возможного сокращения расстояний между рабочими местами. Если по условиям технологического процесса необходимо предусмотреть стеллажи или столы, то для этого отводится дополнительная площадь в соответствии с особенностями производства.

Размещение оборудования в цехах принимается таким, чтобы расстояние между отдельным оборудованием или группами были достаточными для свободного прохода рабочих, занятых их обслуживанием и ремонтом. Во всех случаях размещение оборудования должно обеспечивать достаточное число проходов для людей и проездов для транспорта, обеспечивающих безопасность сообщения. Ширина проходов и проездов назначается в зависимости от расположения оборудования, характера движения, способа транспортирования и размеров деталей, но при всех условиях принимается не менее 1 м. Для перевозки грузов автомашинами устраиваются проезды шириной 3,5 м. Загромождение проходов и проездов, а также рабочих мест различными предметами не разрешается [9].

Проходы и проезды требуется содержать в чистоте и порядке, границы их обычно отмечают 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.

Рабочее место является первичным звеном производства, оно представляет собой определенный участок производственной площади цеха, предназначенный для выполнения одним рабочим (или бригадой) порученной работы, специально приспособленный и технически оснащенный в

соответствии с характером этой работы. От того, насколько правильно и рационально будет организовано рабочее место, зависит безопасность и производительность труда. Как правило, каждое рабочее место оснащено основным и вспомогательным оборудованием и соответствующим инструментом. Отсутствие на рабочем месте удобного вспомогательного оборудования или нерациональное его расположение, захламленность создают условия для возникновения травматизма.

Мероприятия по улучшению организации рабочих мест заключаются в рационализации трудовых движений и соответствующем оборудовании рабочего места. Технологический процесс не должен допускать непроизводительных и опасных трудовых движений и тем более опасных поз рабочего.

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.

## **4 Генеральный план**

### **4.1 Характеристика района и промышленной площадки предприятия**

Располагаться завод будет в Волжск - на обширной территории, прилегающей к реке Волге.

Климат в Волжске умеренный, как и во всей центрально-европейской части России. Однако особое влияние оказывает близость реки Волги, что приводит к холодным ветрам зимой и прохладному бризу в знойное лето. Среднесуточная температура летом от +25 до +35 градусов по Цельсию. Зимы

чаще всего снежные, и температура изменяется от  $-15$  до  $-30$  градусов. В розе ветров преобладают западные. и южные ветра.

Нефть. Основным ресурсом недр республики является нефть. Разведанные промышленные запасы нефти составляют приблизительно 300 млн тонн, при ежегодной добыче в 10 млн тонн. Всего государственным балансом учтены 114 месторождений нефти, 72 из которых находятся в разработке, а 32 подготовлены для промышленного освоения. Месторождения - Дмитровское, Жигулевское, Красноярское, Михайловское и т.д.

Город Волжск основан 1952 году, имеет население около 110 тысяч человек. В Волжске большой железнодорожный узел. Что дает возможность транспортировать товарную продукцию железнодорожным транспортом.

Образование в Самарской области очень развито и представлено в основном ОАО «Средневожский научно-исследовательский институт по нефтепереработке», ОАО «ВолжскНефтеХимАвтоматика» НК «Роснефть», ГОУ СПО Волжский нефтехимический техникум и другими институтами и лицеями.

#### **4.2 Размещение цеха на генеральном плане**

Генеральный план – часть проекта, в которой комплексно решаются вопросы планировки, размещения зданий и сооружений, транспортных коммуникаций и инженерных сетей на территории НПЗ; в этой же части освещаются задачи, связанные с размещением предприятия в промышленном узле. Разработка генерального плана представляет собой сложную задачу, требующую учета различных факторов.

Важными проектными документами, разрабатываемыми при составлении этой части проекта, являются графические изображения генерального плана, ситуационного плана завода. Чертеж планировки территории, отведенной под строительство предприятия, на который в процессе проектирования наносят все здания и сооружения, автомобильные и железные дороги, подземные и

наземные трубопроводы, кабельные линии электроснабжения и связи и т. п. называется генеральным планом завода. Генеральный план выполняется в масштабе, который зависит от размеров проектируемых сооружений. Генпланы НПЗ обычно разрабатываются в масштабах 1:500, 1:2000, 1:5000.

Размещение на генеральном плане технологических установок должно обеспечить поточность процесса, свести к минимуму протяженность технологических коммуникаций, исключить по возможности встречные потоки. При разработке компоновки технологических установок аппаратура и внутрицеховые трубопроводы размещаются таким образом, чтобы обеспечить вход сырья и выход готовой продукции с одной стороны. Располагая установку на генплане, стремятся к тому, чтобы вход сырья и выход продукции находился со стороны коммуникационного коридора.

Строительство НПЗ ведется комплексами, в состав которых включаются одна или несколько технологических установок и объекты общезаводского хозяйства. При компоновке генерального плана следует стремиться к тому, чтобы объекты, одного пускового комплекса размещались в наименьшем числе кварталов. Необходимо размещать объекты к кварталам - таким образом, чтобы обеспечивалась комплексная застройка заводских кварталов и не приходилось неоднократно возвращаться к сооружению объектов в ранее застроенных кварталах.

Производственные, вспомогательные и складские здания при проектировании НПЗ рекомендуется объединять в более крупные во всех случаях, когда такое объединение допустимо по технологическим, строительным, санитарно-гигиеническим и противопожарным нормам.

Расположение зданий и сооружений на генплане должно исключить распространение вредных выбросов, способствовать эффективному сквозному проветриванию промплощадки и межцеховых пространств.

Территория нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий при проектировании разбивается сеткой улиц на кварталы, имеющие, как правило, прямоугольную форму. Размеры кварталов назначаются в зависимости

от габаритов технологических установок, однако площадь каждого квартала не должна превышать 16 га. Длина одной из сторон квартала не должна быть более 300 м. Расстояние между объектами, расположенными в соседних кварталах, следует принимать не менее 40 м.

Подсобная зона предназначена для размещения ремонтно-механических, ремонтно-строительных, тарных цехов и других зданий, а также сооружений подсобно-производственного назначения. Зон подсобных сооружений на генплане НПЗ может быть несколько, поскольку размещение подсобных сооружений зависит от тяготения к тем или иным прочим объектам и зонам. Например, гаражи, ремонтно-механические цеха, в которых занято большое количество производственного персонала, тяготеют к предзаводской зоне, где находятся остановки городского пассажирского транспорта; бытовые помещения и пункты питания располагают в обособленных зонах с учетом радиуса обслуживания.

В складской зоне находятся склады оборудования, смазочных масел, реагентное хозяйство. К этой зоне, для объектов которой требуются железнодорожные пути, тяготеют также объекты производственного и подсобного назначения, для которых необходим железнодорожный транспорт: установки по производству битума, серы, серной кислоты, установка замедленного коксования.

В зоне сырьевых и товарных парков размещают резервуарные парки легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, насосные и железнодорожные эстакады, предназначенные для приема сырья и отгрузки товарной продукции.

Зоны, для обслуживания которых необходим железнодорожный транспорт (складская, сырьевых и товарных парков), следует размещать ближе к периферии завода с тем, чтобы сократить число железнодорожных вводов, уменьшить протяженность путей, свести к минимуму пересечение железными дорогами инженерных сетей и автодорог.

При размещении на генплане энергоемких объектов следует максимально приближать их к источникам пароснабжения с тем, чтобы сократить протяженность магистральных паропроводов.

### **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). 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 внутривзводскими 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 15 м. 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.

#### **4.4 Водоснабжение**

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

Для глинистых грунтов принимаем следующие уклоны поверхности площадки завода 0,003 – 0,05 .

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, сжиженными газами и ядовитыми веществами расположены на более низких отметках по отношению к зданиям и сооружениям. В соответствии с требованиями противопожарных норм эти резервуары обнесены земляными валами.

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

#### **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 перегрузочного выхода на общесоюзную сеть железных дорог, железнодорожные пути НПЗ проектируются с шириной колеи 1520 мм (нормальная колея).

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.

Число полос движения, ширина проезжей части и обочин земляного полотна выбирается в соответствии с назначением дорог и грузонапряженностью. Наибольшая интенсивность движения, приходящаяся на одну полосу проезжей части внутризаводских дорог, не должна превышать 250 автомобилей в час. Как правило, дороги предусматриваются с одной общей проезжей частью.

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, в которых находятся производства категорий А, Б, В и Е должно быть не менее 5 м. В пределах обочины внутризаводских автодорог допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

На НПЗ сооружаются, как правило, дороги загородного профиля, их земляное полотно приподнято над прилегающей территорией и служит в районе товарно-сырьевой базы вторым обвалованием. Целесообразно, чтобы

планировочные отметки проезжей части автодорог были не менее, чем на 0,3 м выше планировочных отметок прилегающей территории.

При выборе типа дорожных покрытий следует руководствоваться условиями периода строительства - применять надежные типы капитальных покрытий.

#### **4.6 Благоустройство и озеленение промышленной площадки**

Зеленные насаждения на территории НПЗ состоят из деревьев, кустарников высотой 1-1,5 метра, газонов, клумб. Деревья и кустарники высажены в районе заводоуправления, лаборатории, административно-бытовых зданий, транспортного цеха.

Применяем местные виды древесно-кустарниковых растений с учетом их санитарно-защитных и декоративных свойств и устойчивости к вредным веществам, выделяемым предприятием.

Площадь участков, предназначенных для озеленения в пределах ограды предприятия, определена из расчета не менее 3 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене.

Основным элементом озеленения предприятия является газон.

Проектом предусмотрены тротуары вдоль всех магистральных и производственных дорог независимо от интенсивности пешеходного движения. Тротуар, размещенный рядом с автодорогой, отделен от нее разделительной полосой шириной 80 см.

Размещаемые в предзаводской зоне объекты административно-хозяйственного назначения защищены от вредного влияния паров, газов, пыли полосой зеленых насаждений.

## **5 Пожарная безопасность и экологичность проекта**

### **5.1 Меры безопасности на установке гидроочистки дизельного топлива**

Во время работы установки гидроочистки дизельного топлива могут выделяться горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости, которые являются взрывопожароопасными и могут привести к пожарам. Поэтому данная установка по степени пожарной опасности относится к категории «А».

В связи с этим на установке необходимо использовать аппараты, эксплуатируемые согласно ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Для обеспечения безопасности ведения процесса необходимо предусмотреть следующие мероприятия: - для защиты от превышения давления у реактора Р-1, стабилизационную колонну К-1 установить предохранительные клапана со сбросом на факел или на печь; - на подводящих линиях от насосов и компрессоров в реактора и колонну К-1 установить обратные клапаны.

### **5.2 Электробезопасность**

Для защиты рабочего персонала от электрического тока следует предусмотреть защитное заземление и зануление. необходимые для обеспечения безопасности обслуживающего персонала в электроустановках напряжением 400 и 6000 В. Для зануления электродвигателей необходимо использовать нулевую жилу питающих кабелей, а для остального оборудования – стальные полосы, присоединяемые к общему заземляющему устройству. Для заземления оборудования у каждого сооружения выполнен наружный контур заземления.

Для предотвращения возникновения и накопления зарядов статического электричества в соответствии ГОСТ 12.1.018-2007 «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования» [14] предусмотреть следующие мероприятия: – все металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, аппаратура, коммуникации, металлоконструкции установки присоединить к заземляющему устройству; – все аппараты и трубопроводы герметизировать; – для предотвращения опасных искровых разрядов при движении газов и паров исключить присутствие в газовых и паровых потоках твердых частиц; – для предотвращения накапливания зарядов статического электричества предусмотреть поступление продуктов ниже уровня жидкости.

Установка гидроочистки дизельного топлива представляет высотное сооружение, в связи с этим возможно поражение его молнией, которые могут привести к взрывам, авариям. Поэтому для защиты зданий необходимо предусмотреть молниезащиту. Это защита зданий, сооружений и технологических аппаратов от прямых ударов молнии и их вторичных проявлений. В качестве молниеприемных устройств, следует использовать отдельно установленные на сооружениях молниеотводы, молниеприемные сетки, а также естественные молниеотводы, присоединенные к общему заземляющему устройству.

### **5.3 Производственное освещение**

В помещении операторной необходима комбинированная система освещения с общим равномерным освещением всего производственного помещения, а также дополнительным освещением щитов, пультов операторной и рабочих мест в помещениях средств измерения. В соответствии СП 52.133.30.2011 «Искусственное и естественное освещение»[15] предусмотреть комбинированное освещение: - естественное через оконные проемы; - искусственное при помощи светильников. Аварийное освещение необходимо

иметь у щитов и пультов в операторном помещении, за щитом у шкафов электропитания, на лестничных площадках, у дверных проемов.

#### **5.4 Защита от шума и вибрации**

Ведение технологического процесса гидроочистки сопровождается значительным шумом и вибрацией, источниками, которых служат компрессора, насосы, вентиляционные установки, электродвигатели и другое оборудование. Для борьбы с шумом должны проводиться следующие мероприятия:

- размещение оборудования, являющегося источником шума в отдельных помещениях;
- использование СИЗ от шума;
- применение звукопоглощающих и звукоизолирующих материалов, конструкций;
- использование специальных кожухов на приводах шумных машин и механизмов.

Допустимые уровни шума на рабочих местах, общие требования к шумовым характеристикам машин, механизмов и другого оборудования установить в соответствии СН 2.2.4/2.1.8.562-9 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территориях жилой застройки»[16]. Предельно допустимый уровень вибрации на рабочем месте согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях» [17] не должен превышать 87 Гц.

#### **5.5 Вентиляция и отопление**

В помещениях насосных, компрессорных установки возможны выделения вредных веществ, поэтому для безопасной работы и создания нормальных метеорологических и санитарно-гигиенических условий на установке и его помещениях, согласно ГН 2.2.5.2710-10 «Ориентировочные безопасные уровни

воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны»[18], надо предусмотреть механическую, естественную, смешанную вентиляцию, рассчитанную на борьбу с выделяющимися веществами.

Отопление и вентиляция производственных помещений выполнить с учетом климатических. При кондиционировании скорость движения воздуха допускается принимать в обслуживаемой или рабочей зоне помещений (на постоянных и непостоянных рабочих местах) в пределах допустимых норм.

## **5.6 Индивидуальные средства защиты работающих**

Сырье и продукты установки гидроочистки дизельного топлива являются токсичными и взрывопожароопасными. Эти вещества могут образовывать взрывоопасные смеси с воздухом, что может привести к взрывам, авариям, отравлениям. Поэтому для безопасной работы весь обслуживающий персонал установки необходимо обеспечить следующими средствами защиты:

- специальной одеждой, хлопчатобумажные костюмы, рукавицы комбинированные, защитные очки, ботинки кожаные, диэлектрические калоши и перчатки для машинистов;

- резиновый фартук, резиновые перчатки для работы с раствором МЭА; - средствами для защиты органов дыхания от кислых и органических паров и газов фильтрующими противогазами марки «БКФ»;

- во время проведения работ при содержании газа в воздухе более 0,5% об. и концентрации кислорода менее 18% об., а также при работе внутри емкостей, колонн, колодцев и при ямках необходимо предусмотреть шланговые противогазы ПШ-1,2;

- медицинской аптечкой с необходимым набором медикаментов для оказания пострадавшему первой медицинской помощи.



## 5.7 Коллективные средства защиты работающих

На установке гидроочистки дизельного топлива для рабочего персонала необходимо предусмотреть средства коллективной защиты:

- горячие поверхности аппаратов, приборов и трубопроводов должны быть изолированы;
- все движущие части насосов и вентиляторов должны иметь защитное ограждение.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях – это состояние защищенности населения, объектов экономики и окружающей среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях.

Безопасность в ЧС обеспечивается деятельностью органов государственной власти РФ и субъектов РФ, органов местного самоуправления, предприятий, учреждений и организаций, населения, а также специальных сил и средств РФ, созданных для обеспечения безопасности граждан, всего земельного, водного, воздушного пространства в пределах РФ или его части, объектов производственного и социального назначения, окружающей среды в условиях чрезвычайных ситуаций. Эта деятельность регулируется Федеральными законами «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994), «О чрезвычайном положении» (2001), «О безопасности» (1992), также положениями Конституции РФ. Для предотвращения взрывов, пожаров, выбросов на установке нужно предусмотреть противоаварийную автоматическую защиту.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы разработан проект установки гидроочистки дизельного топлива производительность 1,5 млн тонн в год.

В проекте были решены следующие задачи:

- разработана технологическая схема по варианту топливная с глубокой переработкой нефти;
- изложено обоснование выбранной схемы, рассчитано и подобрано (из стандартных) технологическое оборудование;
- разработаны строительные решения и генеральный план завода;
- уделено внимание безопасности и экологичности проекта.

Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи на графических листах.

В целом установка выполняет все технологические функции и необходима для нормальной работы нефтеперерабатывающего завода.

Руководствуясь всеми представленными выше показателями экономической целесообразности производства, можно говорить о том, что данная установка имеет полное право на проектирование и внедрение.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе приведены следующие сокращения:

АВТ – атмосферно-вакуумная перегонка;

АТ – атмосферная трубчатка;

АУВ – ароматические углеводороды;

ББФ – бутан-бутиленовая фракция;

ВСГ – водородосодержащий газ;

ГФУ – газофракционирующая установка;

ДТ – дизельное топливо;

МЭА – моноэтаноламин;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ППФ – пропан-пропиленовая фракция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УВ – углеводороды;

УЗК – установка замедленного коксования;

ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Дриацкая, З.В. Нефти СССР: справочник в 4 томах / З.В. Дриацкая, М.А. Мхчян, Н.М. Жмыхова. – Москва 1974. – 779 с.
- 2 Поляков Б.В. Разработка поточной технологической схемы и материального баланса НПЗ и НХЗ: Учебное пособие. Кафедра – Технология порохов, твердых ракетных топлив и нефтепродуктов, 2003.– 63 с.
- 3 Рабинович, В.А. Краткий химический справочник: справочное пособие / В.А. Рабинович, З.Я. Хавин. – Ленинград: Химия, 1977. – 356 с.
- 4 Магарил, Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебник / Р.З. Соколов. – Москва: Химия, 1976. – 283 с.
- 5 Магарил, Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебник / Р.З. Соколов. – Москва: Химия, 1976. – 283 с.
- 6 Орочко, Д.И. Гидрогенизационные процессы в нефтепереработке: учебник / Д.И. Орочко, А.Д. Сулимов, Л.Н. Осипов. – Москва: Химия, 1971. – 352 с.
- 7 Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии/ К.Ф. Павлов, П. Г. Романов, А.А. Носков. – Ленинград: Химия, 1987. – 576 с.
- 8 Чернышева Е.А. Технологический расчет процесса гидроочистки бензиновых фракций. Казань, 2000. 132 с
- 9 Эмирджанов, Р.Т. Основы технологических расчетов нефтепереработки и нефтехимии: Учебное пособие для вузов / Р.Т. Эмирджанов. – Москва: Химия, 1998. – 192 с.
- 10 Эмирджанов, Р.Т. Основы технологических расчетов нефтепереработки и нефтехимии: Учебное пособие для вузов / Р.Т. Эмирджанов. – Москва: Химия, 1998. – 192 с.
- 11 Капустин, М.В. Основы проектирования нефтеперерабатывающих химических предприятий: учебник / М.В. Капустин, М.Г. Рудин, А.М. Кудинов. – Москва: Химия, 2012 . – 448с.

12 Кукин, П.П. Безопасность технологических процессов и производств: учебное пособие для вузов / П.П.Кукин. – Москва: Высшая школа, 2004г.-319 с.

13 ГОСТ 51858-2002 Нефть. Общие технические условия, 2002.-72 с.

14 ГОСТ 12.1018-2007 Система стандартов безопасности труда пожаровзрывобезопасности статического электричества, 2007.-84.

15 СП 52.133.30-2011 Искусственное и естественное освещение, 2011.-66 с.

16 2.2.4/2.1.8.562-9 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территориях жилой застройки, 1996.-8 с.

17 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях, 1996-20. с.

18 ГН 2.2.5.2710-10 Ориентировочные безопасные уровни воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2010.-25 с.