

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

« 20 » июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»

Проект установки каталитического риформинга производительностью
800 000 тонн в год

Руководитель


подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

Выпускник


подпись, дата

О. С. Голубина

Консультант по
технологической части


подпись, дата

Р. А. Ваганов

Нормоконтролер


подпись, дата

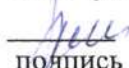
доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

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
« 30 » мая 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Голубиной Олесе Сергеевне

Группа НБ 12-08 Направление (специальность) 18.03.01

Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Тема выпускной квалификационной работы: «Проект установки каталитического риформинга НПЗ производительностью 800 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 Козловской нефти, производительность установки каталитического риформинга, учебная литература, методические пособия.

Перечень разделов ВКР Реферат. Введение. 1 Технико-экономическое обоснование. 2 Технологические решения. 3 Строительные решения. 4 Генеральный план и транспорт. 5 Безопасность и экологичность проекта. Заключение.

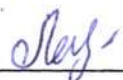
Перечень графического материала Представлено 4 графических листа формата А1.

Руководитель ВКР



Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению



О. С. Голубина

« 10 » мая 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект установки каталитического риформинга НПЗ производительностью 800 тысяч тонн в год» содержит 95 страниц текстового документа, 21 таблицу, 3 рисунка, 25 использованных источников, 4 листа графического материала.

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, НЕФТЬ, РИФОРМИНГ, ХИМИЧЕСКАЯ РЕАКЦИЯ, СЕПАРАТОР, РЕАКТОР, КАТАЛИЗАТОР, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПРОЦЕСС.

Цели проекта:

- выбор и обоснование рациональной схемы переработки нефти на основе ее физико-химических свойств, расчет материального баланса предприятия;
- выбор и обоснование площадки для строительства проектируемого НПЗ;
- расчет основного оборудования установки каталитического риформинга;
- технико-экономическое обоснование целесообразности проекта.

В результате проделанной работы разработан проект установки каталитического риформинга производительностью 800 тысяч тонн в год.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико-экономическое обоснование.....	7
2 Технологические решения.....	7
2.1 Характеристика исходной нефти.....	7
2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти.....	9
2.3 Материальный баланс предприятия.....	11
2.3.1 Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти.....	11
2.3.2 Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти.....	18
2.4 Краткое описание установок по переработке нефти.....	20
2.4.1 Электрообессоливающая установка.....	20
2.4.2 Атмосферно-вакуумная перегонка.....	21
2.4.3 Установка риформинга.....	21
2.4.4 Установка гидроочистки.....	22
2.4.5 Установка депарафинизации дизельного топлива.....	22
2.4.6 Газофракционирующая установка предельных газов.....	23
2.4.7 Установка изомеризации.....	24
2.4.8 Производство битумов.....	24
2.4.9 Установка каталитического крекинга.....	25
2.4.10 Установка коксования.....	25
2.4.11 Установка висбрекинга.....	26
2.4.12 Установка гидрокрекинг остатка.....	27
2.4.13 Газофракционирование непредельных газов.....	28
2.4.14 Установка алкилирования.....	29
2.4.15 Производство серы.....	30
2.4.16 Производство водорода.....	31
2.5 Описание технологического процесса каталитического риформинга... 31	31
2.5.1 Характеристика сырья и продуктов.....	31
2.5.2 Химизм и термодинамика процесса.....	32
2.5.3 Катализаторы риформинга и механизм их действия.....	33
2.5.4 Влияние основных технологических параметров на процесс.....	35
2.5.5 Технологическая схема установки каталитического риформинга и ее описание.....	37
2.5.6 Реактор с радиальным вводом сырья.....	38
2.5.7 Реактор с аксиальным вводом сырья.....	39
2.6 Выбор основного оборудования.....	40
2.6.1 Обоснование выбора типа основных аппаратов и оборудования установки.....	40
2.7 Расчет основного оборудования.....	42
2.7.1 Исходные данные для расчета реакторного блока установки каталитического риформинга.....	42
2.7.2 Материальный баланс установи.....	45

2.7.3	Тепловой баланс первого реактора.....	48
2.7.3.1	Теплосодержание фракции 85-180 °С на входе и выходе из реактора.....	48
2.7.3.2	Теплосодержание газообразного водорода на выходе и входе из реактора.....	51
2.7.3.3	Теплосодержание углеводородных газов на входе и выходе из реактора.....	52
2.7.3.4	Теплосодержание риформата на выходе из реактора.....	54
2.7.3.5	Теплосодержание бутановой фракции на выходе из реактора...	56
2.7.4	Размеры реактора.....	58
2.7.5	Гидродинамический расчет реактора.....	61
2.7.5.1	Перепад давления в слое катализатора.....	61
2.7.5.2	Перепад давления от местных сопротивлений.....	64
2.7.5.3	Перепад давления на слое шариков.....	65
2.7.5.4	Перепад давления на решетке.....	65
2.7.6	Расчет фланцевого соединения.....	67
2.7.6.1	Определение болтовой нагрузки.....	67
2.7.6.2	Расчет болтов фланцевого соединения.....	68
2.7.7	Расчет сепаратора.....	69
3	Строительные решения.....	72
3.1	Выбор района строительства.....	72
3.2	Объемно-планировочные решения.....	73
3.3	Конструктивные решения зданий и сооружений.....	74
3.4	Размещения основного оборудования.....	76
4	Генеральный план и транспорт.....	77
4.1	Характеристика района и промышленной площадки предприятия.....	77
4.2	Размещения установки на генеральном плане.....	78
4.3	Присоединение установки к инженерным сетям.....	79
4.4	Вертикальная планировка и водоотвод с площадки.....	80
4.5	Транспорт.....	81
4.6	Благоустройство и озеленение промышленной площадки.....	82
5	Безопасность и экологичность проекта.....	82
5.1	Безопасность проекта.....	82
5.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки.....	82
5.1.2	Электробезопасность.....	84
5.1.3	Производственный шум и вибрация.....	85
5.1.4	Производственное освещение.....	86
5.1.5	Нормализация воздуха рабочей среды.....	87
5.1.6	Взрыво- и пожаробезопасность.....	88
5.1.7	Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей.....	89
5.2	Мероприятия по экологической безопасности.....	90
5.2.1	Охрана атмосферного воздуха и водоема.....	90

5.2.2 Утилизация отходов.....	91
Заключение.....	92
Список сокращений.....	93
Список использованных источников.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Российский нефтеперерабатывающий завод является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. Основное назначение НПЗ – производство в требуемых объеме и ассортименте высококачественных нефтепродуктов и сырья для нефтехимии.

Отличительной особенностью НПЗ является получение разнообразной продукции из одного исходного нефтяного сырья. Ассортимент нефтепродуктов НПЗ исчисляется обычно сотнями наименований. Характерно, что в большинстве технологических процессов производят преимущественно только компоненты или полупродукты. Конечные товарные нефтепродукты получают, как правило, путем компаундирования нескольких компонентов, производимых на данном НПЗ, а также добавок и присадок. Это обуславливает необходимость иметь в составе НПЗ разнообразный набор технологических процессов с исключительно сложной взаимосвязью по сырьевым, продуктовым и энергетическим потокам.

По ассортименту выпускаемых нефтепродуктов НПЗ делятся на группы:

- НПЗ топливного профиля;
- НПЗ топливно-масляного профиля;
- НПЗ топливно-нефтехимического профиля;
- НПЗ топливно-масляно-нефтехимического профиля.

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; 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 производства бензинов связано со стремлением улучшить основное эксплуатационное свойство топлива: детонационную стойкость бензина, оцениваемую октановым числом.

Одним из процессов, позволяющим улучшить качество бензинов является каталитический рифоминг, широко распространенный в современной нефтепереработке. Он служит для производства высокооктанового базового компонента автомобильных бензинов, а также получение индивидуальных ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилолов. В результате процесса получают и водородсодержащий газ (технический водород), используемый далее в процессах гидроочистки топлив, масляных и других фракций, а также на установках гидрокрекинга.

Каталитический риформинг является в настоящее время наиболее распространенным методом каталитического облагораживания прямогонных бензинов. Установки каталитического риформинга имеются практически на всех отечественных и зарубежных нефтеперерабатывающих заводах.

1 Технико-экономическое обоснование

Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая установка каталитического риформинга, является предприятием топливного направления, перерабатывающий Козловскую нефть. По плотности данная нефть является средней. Она характеризуется значительным содержанием серноокислотных и силикагелевых смол и небольшим содержанием твердых парафинов [1].

Как показали экономические исследования рентабельнее транспортировать сырье (нефть) к месту концентрированного потребления нефтепродуктов, чем перевозить нефтепродукты с заводов, расположенных вблизи промыслов. Поэтому место для строительства проектируемого нефтеперерабатывающего завода выбрано непосредственно в районе с высокой плотностью потребления нефтепродуктов. Ростов-на-Дону – это развитая промышленная зона, нуждающаяся в нефтепродуктах. Основное назначение проектируемого НПЗ – обеспечение продуктами НПЗ не только Ростова-на-Дону, но и прилегающих к ней территорий чему способствует развитая транспортная инфраструктура города.

Установка каталитического риформинга относится к установкам, на которых происходят вторичные процессы переработки нефти. Мощность установки по продукту 800 тысяч тонн в год. Установка предназначена для переработки прямогонного бензина, получаемого на установке атмосферно-вакуумной перегонки нефти с получением следующих продуктов:

- бензина риформинга, который имеет высокое октановое число, содержит большое количество ароматических углеводородов (до 60%) и имеет тяжелый фракционный состав.

- водородсодержащего газа (ВСГ), который является очень важным продуктом риформинга, он используется в гидрогенизационных процессах;

- углеводородного газа риформинга, который не содержит непредельных углеводородов и направляется на газофракционирующую установку (ГФУ).

Резюмируя выше сказанное, можно сделать вывод о том, что данный проект является эффективным как с технической точки зрения, так и с экономической.

2 Технологические решения

2.1 Характеристика исходной нефти

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Козловского месторождения. Шифр нефти: ПТТ₁.

Выбор варианта и схемы переработки нефти осуществляется на основании характеристик сырья. В характеристике нефти приводятся: разгонка и физико-химические свойства нефти, а также характеристика полученных из нее фракций и их потенциальное содержание.

В таблице 1 представлена общая физико-химическая характеристика Козловской нефти [2].

Таблица 1 – Общая физико-химическая характеристика Козловской нефти

Наименование показателей	Значение
Плотность при 20°C, г/см ³	0,8693
Молекулярная масса, кг/кмоль	225
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с	22,72
Кинематическая вязкость при 50°C, мм ² /с	8,78
Температура застывания (без термообработки), °C	-4
Температура застывания (с термообработкой), °C	-34
Содержание, % масс.	
-общей серы	2,34
-смолы сернокислотные	28
-силикагелевых смол	7,20
-асфальтенов	4,20
-азота	0,13
Содержание парафина, % масс.	5
Температура плавления парафина, °C	48
Кислотное число, мг КОН на 1 кг нефти	0,33
Коксуемость, % масс	5,19
Температура вспышки в закрытом тигле, °C	-2
Выход фракций, в % весовых:	
до 200 °C	19,6
до 350 °C	45,7

В таблице 2 приведено потенциальное содержание фракций в Козловской нефти [2].

Таблица 2 – Потенциальное содержание фракций в Козловской нефти

Отгоняется до температуры, °C	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °C	Выход на нефть, %
28(газ до C ₄)	2,0	220	24,2
60	3,9	230	25,5
62	4,2	240	26,8
85	6,2	250	28,5
95	7,0	260	29,7
100	7,5	270	32,0
105	8,1	280	34,2
110	8,7	290	36,8
120	10,0	300	38,6
122	10,3	310	41,0
130	11,5	320	42,9

Окончание таблицы 2

Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %
140	13,0	330	44,5
145	13,7	340	46,2
150	14,5	350	47,7
160	16,2	360	49,5
170	17,7	370	51,0
180	19,0	380	52,4
190	20,5	390	53,8
200	21,6	400	55,5
210	23,0	остаток	44,5

2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

Технологическая схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах того или иного ассортимента, качеством перерабатываемого сырья, состоянием разработки тех или иных технологических процессов. Решающим фактором является потребность в нефтепродуктах.

Ассортимент продукции должен быть достаточно широким и рассчитанным на изменение спроса в зависимости от сезона. Также необходимо принимать во внимание возможность изменения количества и качества поступающего на завод сырья.

Существуют различные варианты технологических схем переработки нефти. Однако 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.

Заводы, работающие по первым двум типам, вырабатывают в основном различные топлива – бензин, авиационный и осветительный керосины, дизельное, газотурбинное, печное и котельное топлива. При неглубокой переработке из нефти получают не более 40-45% светлых нефтепродуктов. Выработка котельного топлива достигает 50-55% в расчете на исходную нефть. При глубокой переработке нефти выход светлых нефтепродуктов значительно увеличивается и составляет более 70%.

Заводы топливно-масляного профиля проектируются таким образом, чтобы обеспечить получение заданного количества смазочных масел. Наряду с производством масел вырабатываются парафины и церезины. На базе асфальтов и экстрактов, являющихся побочными продуктами установок очистки масел, получают битумы и нефтяной кокс.

Если включить в состав НПЗ нефтехимические производства ассортимент продукции значительно расширяется. Головным производством НХЗ в большинстве случаев является пиролиз с получением этилена, пропилена, бутилен-дивинильной фракции и др.

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

Завод имеет в своём составе установки первичной и вторичной переработки: из первичной – это обессоливание, обезвоживание нефти, перегонка с выделением бензиновой, керосиновой, дизельной фракций; из вторичной перегонки – риформинг, в режиме производства высокооктанового бензина. Керосиновая и дизельная фракции очищаются от сернистых соединений на установке гидроочистки; часть дизельной фракции депарафинизируется с получением жидких парафинов C_{10} - C_{20} и зимнего дизельного топлива. Газовые потоки риформинга поступают на ГФУ для получения товарных сжиженных газов – пропана, н-бутана, изобутана и т.д.

Тяжёлый остаток АТ – мазут – выпускается как товарное котельное топливо, а часть – как сырьё для битумной установки (для получения гудрона, который далее окисляется до битума).

При составлении технологической схемы и материального баланса НПЗ, исходили из следующих соображений, некоторые из которых приведены ниже.

- Исходной информации для выбора вариантов переработки нефти является шифр. Шифр Козловской нефти: ПТ₁, то есть относится к высокосернистым, имеет выход фракций до 350°C – 45% масс.

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

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

- Для обеспечения требуемого давления насыщенных паров автобензинов к ним добавляют бутаны. Учитывая ценность изобутана, необходимо предусматривать разделение суммарной бутановой фракции на нормальный компонент и изокомпонент с тем, чтобы не направлять в бензин изобутан.

На основании всего выше сказанного выбираем топливный вариант с глубокой переработки нефти.

На рисунке 1 представлена поточная схема завода с глубокой переработкой нефти по топливному варианту [3].

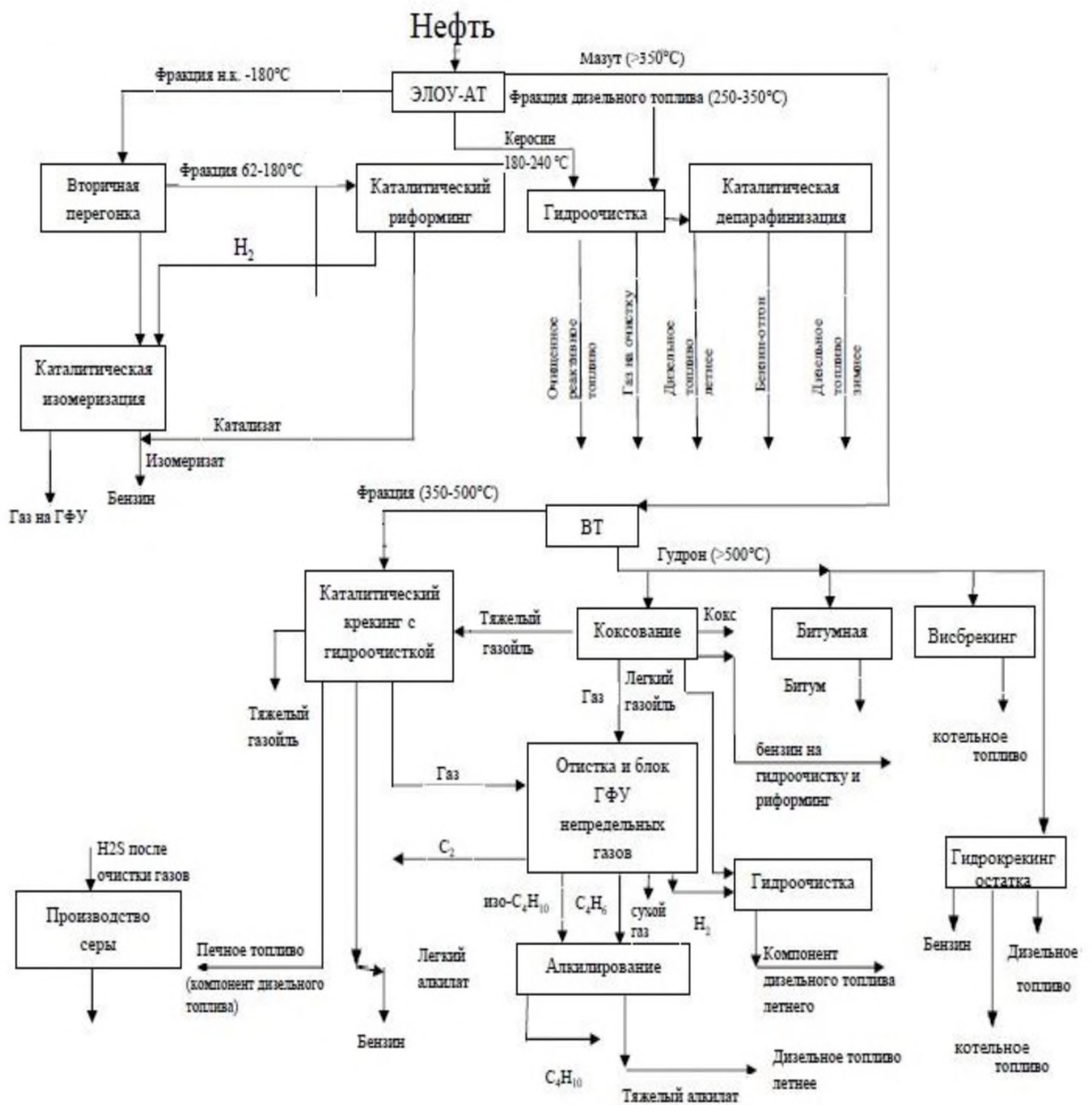


Рисунок 1 – Поточная схема завода с глубокой переработкой нефти по топливному варианту

2.3 Материальный баланс предприятия

2.3.1 Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти

Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти представлен в таблице 3.

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

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
Обессоливание нефти			
Поступило:			
Нефть сырая	101,0	101,0	7366751,15
Получено:			
Нефть обессоленная	100,0	100,0	7293813,02
Вода и соли	1,0	1,0	72938,13
Всего:	101,0	101,0	7366751,15
Атмосферно-вакуумная перегонка			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100,0	100,0	7293813,02
Получено:			
Газ и головка стабилизации	2,0	2,0	145876,26
Фракция н.к-62°C	2,2	2,2	160463,89
62-85°C	2,0	2,0	145876,26
85-105°C	1,9	1,9	138582,45
105-140°C	4,9	4,9	357396,84
140-180°C	6,0	6,0	437628,78
180-230°C	6,5	6,5	474097,85
230-350°C	22,2	22,2	1619226,49
350-500°C	7,8	7,8	568917,42
Гудрон	43,8	43,8	3194690,10
Потери	0,7	0,7	51056,69
Всего:	100,0	100,0	7293813,02
Каталитический риформинг и экстракция ароматический углеводородов (УВ)			
Поступило:			
Фракция 62-85°C	71,43	2,0	145876,26
85-105°C	28,57	0,8	58350,50
Всего:	100,0	2,8	204226,76
Получено:			
Сольвент	3,0	0,0840	6126,80
Бензол	11,8	0,3304	24098,76
Толуол	11,9	0,3332	24302,98
Рафинат	56,0	1,5680	114366,99
ВСГ	5,0	0,1400	10211,34
Головка стабилизации	5,0	0,1400	10211,34
Газ	6,0	0,1680	12253,61
Потери	1,3	0,0364	2654,95

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
Всего:	100,0	2,8	204226,76
Каталитический риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	10,0290	1,100	80231,94
105-140°C	44,6746	4,900	357396,84
140-180°C	41,0277	4,500	328221,59
Бензины-отгоны гидроочистки	4,2687	0,4682	34149,63
Всего:	100,0	10,9682	800000
Получено:			
Катализат	83,0	9,1036	663999,56
ВСГ	5,0	0,5484	39999,27
В т.ч. водород	1,1	0,1207	8803,63
Головка стабилизации	5,0	0,5484	39999,27
Газ	6,0	0,6581	48000,58
Потери	1,0	0,1097	8001,31
Всего:	100,0	10,9682	800000
Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°C	31,25	1,5000	109407,20
180-230°C	68,75	3,3000	240695,83
ВСГ	1,20	0,0576	4201,24
В т.ч. водород	0,30	0,0144	1050,31
Всего:	101,2	4,8576	354304,26
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,2	4,6656	340300,14
Бензин-отгон	1,5	0,0720	5251,55
Сероводород	0,1	0,0048	350,10
Газ	2,0	0,0960	7002,06
Потери	0,4	0,0192	1400,41
Всего:	101,2	4,8576	354304,26
Гидроочистка дизельных фракций			
Поступило:			
Фракция 180-230°C	10,76	3,200	233402,02
230-350°C	74,70	22,200	1619226,49
Легкий газойль коксования	14,54	4,320	315092,72
ВСГ	1,70	0,505	36833,76

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
В т.ч. водород	0,40	0,119	8679,64
Всего:	101,70	30,225	2204554,99
Получено:			
Гидроочищенное дизельное топливо	97,1	28,858	2104848,56
Бензин-отгон	1,1	0,326	23777,83
Сероводород	0,8	0,238	17359,27
Газ	2,3	0,684	49889,68
Потери	0,4	0,119	8679,64
Всего:	101,7	30,225	2204554,99
Адсорбционная депарафинизация ДТ			
Поступило:			
Гидроочищенное ДТ	100,0	8,8580	646085,96
Водород	1,0	0,0886	6462,32
Всего:	101,0	8,9466	652548,28
Получено:			
ДТ зимнее	80,3	7,1130	518808,92
Промежуточная фракция	9,1	0,8061	58795,43
Парафин жидкий	11,2	0,9921	72361,92
Потери	0,4	0,0354	2582,01
Всего:	101,0	8,9466	652548,28
Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	74,394	2,0000	145876,26
Головка каталитического риформинга	25,606	0,6884	50210,61
Всего:	100,0	2,6884	196086,87
Получено:			
Пропан	21,6	0,5807	42355,17
Изобутан	16,1	0,4328	31567,62
Н-бутан	33,0	0,8872	64710,71
Изопентан	8,6	0,2312	16863,30
Н-пентан	11,0	0,2957	21567,81
Газовый бензин	1,8	0,0484	3530,21
Газ	6,5	0,1747	12742,29
Потери	1,4	0,0376	2742,47

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
Всего:	100,0	2,6884	196086,87
Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к.-62°C	88,1	2,200	160463,87
Пентан с ГФУ	11,9	0,296	21589,67
ВСГ	1,1	0,030	2188,14
В т.ч. водород	0,2	0,005	364,69
Всего:	101,1	2,526	184241,72
Получено:			
Изопентан	69,8	1,744	127204,10
Изогексан	26,3	0,657	47920,35
Газ	4,0	0,100	7293,81
Потери	1,0	0,025	1823,45
Всего:	101,1	2,526	184241,72
Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	82,76	4,800	350103,03
Фракция 350-500°C	17,24	1,000	72938,13
ПАВ	3,00	0,174	12691,23
Всего:	103,0	5,974	435732,39
Получено:			
Битумы дорожные	72,7	4,2166	307550,92
Битумы строительные	26,4	1,5312	111682,87
Отгон	1,3	0,0754	5499,54
Газы окисления	1,6	0,0928	6768,66
Потери	1,0	0,0580	4230,41
Всего:	103,0	5,9740	435732,39
Каталитический крекинг с блоком предварительной гидроочистки сырья			
Блок гидроочистки			
Поступило:			
Фракция 350-500°C	100,0	6,800	495979,29
Водород с водородной установки	1,5	0,102	7439,69
Всего:	101,5	6,902	503418,97
Получено:			
Гидроочищенный вакуум дистиллят	94,8	6,4464	470188,36
Бензин-отгон	1,4	0,0952	6943,71

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
Сероводород	2,3	0,1564	11407,52
Газ	2,0	0,1360	9919,59
Потери	1,0	0,0680	4959,79
Всего:	101,5	6,9020	503418,97
Блок каталитического крекинга			
Поступило:			
Гидроочищенный вакуум-дистиллят	100,0	6,4464	470188,36
Получено:			
Газ и головка стабилизации	16,0	1,0314	75230,14
Бензин	50,0	3,2232	235094,18
Легкий газойль (фракция 180-230°C)	10,0	0,6446	47018,84
Тяжелый газойль (фракция 280-420°C) – сырье для производства технического углерода	10,0	0,6446	47018,84
Фракция выше 420°C	10,4	0,6704	48899,59
Кокс выжигаемый и потери	3,6	0,2321	16926,78
Всего:	100,0	6,4464	470188,36
Коксование			
Поступило:			
Гудрон	100,0	16,0	1167010,08
Всего:	100,0	16,0	1167010,08
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,6	1,376	100362,87
Бензин	13,0	2,080	151711,31
Легкий газойль	27,0	4,320	315092,72
Тяжелый газойль	24,4	3,904	284750,46
Кокс	24,0	3,840	280082,42
Потери	3,0	0,480	35010,30
Всего:	100,0	16,000	1167010,08
Висбрекинг			
Поступило:			
Гудрон	100,0	11,0	802319,43
Всего:	100,0	11,0	802319,43
Получено:			
Газ	1,7	0,187	13639,43
Бензин	4,3	0,473	34499,74

Продолжение таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
Газойль	9,3	1,023	74615,71
Котельное топливо	82,7	9,097	663518,17
Потери	2,0	0,220	16046,39
Всего:	100,0	11,000	802319,43
Гидрокрекинг остатка			
Поступило:			
Гудрон	100,0	12,0	875257,56
Водород с водородной установки	3,0	0,36	26257,73
Всего:	103,0	12,36	901515,29
Получено:			
Газ	2,8	0,336	24507,21
Бензин	8,8	1,056	77022,67
Дизельное топливо	17,9	2,148	156671,10
Вакуумный газойль	24,1	2,892	210937,07
Остаток	45,0	5,400	393865,90
Сероводород	2,4	0,288	21006,18
Потери	2,0	0,240	17505,15
Всего:	103,0	12,360	901515,29
Газофракционирование непредельных газов			
Поступило:			
Газ и головка каталитического крекинга	42,84	1,0314	75230,14
Газ и головка коксования	57,16	1,3760	100362,87
Всего:	100,0	2,4074	175593,01
Получено:			
Пропан-пропиленовая фракция (ППФ)	24,0	0,5778	42142,32
Бутан-бутиленовая фракция (ББФ)	33,0	0,7944	57945,69
Газовый бензин (C ₅ и выше)	6,5	0,1565	11413,55
Газ	33,5	0,8065	58823,66
Потери	3,0	0,0722	5267,79
Всего:	100,0	2,4074	175593,01
Алкилирование			
Поступило:			
ББФ и ППФ	100,0	1,3722	100088,01
Всего:	100,0	1,3722	100088,01
Получено:			
Легкий алкилат	77,1	1,0580	77167,86

Окончание таблицы 3

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	Тонн в год
Тяжелый алкилат	3,1	0,0425	3102,73
Пропан	1,9	0,0261	1901,67
Бутан-пентаны	14,9	0,2045	14913,11
Потери	3,0	0,0411	3002,64
Всего:	100,0	1,3722	100088,01
Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100,0	0,6872	50123,08
Всего:	100,0	0,6872	50123,08
Получено:			
Сера элементная	97,0	0,6666	48619,39
Потери	3,0	0,0206	1503,69
Всего:	100,0	0,6872	50123,08
Производство водорода			
Поступило:			
Сухой газ	32,7	0,9654	70412,19
Химически очищенная вода	67,3	1,9868	144915,60
Всего:	100,0	2,9522	215327,79
Получено:			
Водород технический, 96%	18,2	0,5373	39189,66
В том числе водород, 100%	17,5	0,5166	37682,36
Двуокись углерода	77,8	2,2968	167525,02
Потери	4,0	0,1181	8613,11
Всего:	100,0	2,9522	215327,79

2.3.2 Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти

На основе материальных балансов отдельных технологических установок составляем сводный материальный баланс НПЗ.

Сводный материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Тонн в год
Поступило:		
Нефть обессоленная	100,000	7293813,02
ПАВ на производство битума	0,174	12691,23
Вода на производство водорода	1,987	144915,60
Всего:	102,161	7451419,86
Получено:		
Автомобильный бензин	21,899	1597268,25
В т.ч.:		
катализат риформинга	9,104	663999,56
алкилат легкий	1,058	77167,86
рафинат от производства АУВ	1,568	114366,99
бензин каталитического крекинга	3,223	235094,18
изопентан	1,975	144064,97
изогексан	0,657	47920,35
газовые бензины	0,205	14943,11
бензин коксования	2,080	151711,31
бензин висбрекинга	0,473	34499,74
бензин гидрокрекинг остатка	1,056	77022,67
бутан	0,500	36469,07
Керосин гидроочищенный	4,666	340300,14
ДТ летнее	24,665	1798965,60
В т.ч.:		
гидроочищенное топливо	20,000	1458762,60
легкий газойль каталитического крекинга	0,645	47018,84
тяжелый алкилат	0,043	3102,73
газойль висбрекинга	1,023	74615,71
дизельное топливо ГК остатка	2,148	156671,10
промежуточная фракция депарафинизации	0,806	58795,43
Дизельное топливо зимнее	7,113	518808,92
Ароматические углеводороды	0,747	54528,55
В т.ч.:		
бензол	0,330	24098,76
толуол	0,333	24302,98
сольвент	0,084	6126,80
Сжиженные газы	1,631	118966,59
В т.ч.:		
пропан	0,581	42355,17
изобутан	0,433	31567,62
н-бутан	0,387	28227,06
пропан и бутан-пентаны алкилирования	0,231	16814,79
Жидкий парафин	0,992	72361,92
Кокс нефтяной	3,840	280082,42
Битумы дорожные и строительные	5,748	419233,78

Окончание таблицы 4

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Тонн в год
Сырье для производства технического углерода	0,645	47018,84
Котельное топливо, в т.ч.:	22,038	1607470,73
тяжелый газойль коксования	3,904	284750,46
фракция выше 420°C каталитического крекинга	0,670	48899,59
остаток гидрокрекинг остатка	5,400	393865,90
котельное топливо висбрекинга	9,097	663518,17
вакуумный газойль гидрокрекинг остатка	2,892	210937,07
отгоны производства битумов и гидроочистки масел	0,075	5499,54
Сера элементная	0,667	48619,39
Топливный газ	2,381	173626,08
Диоксид углерода	2,297	167525,02
Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,325	23695,44
Потери безвозвратные	2,400	175074,18
Всего:	102,055	7443551,67

2.4 Краткое описание установок по переработке нефти

2.4.1 Электрообессоливающая установка

Нефть, поступающая на завод, содержит небольшое количество воды с растворенными в ней солями, преимущественно хлоридами, что солей вредно сказывается на работе нефтеперерабатывающего завода.

При большом содержании воды повышается давление в аппаратуре установок перегонки нефти, снижается их производительность, расходуется излишнее тепло на подогрев и испарение воды. Еще более отрицательным действием обладают хлориды. Они откладываются в трубах теплообменников и печей, что приводит к необходимости частой очистки труб, снижает коэффициент теплопередачи. Хлориды, в особенности кальция и магния, гидролизуются с образованием соляной кислоты даже при низких температурах. Под действием соляной кислоты происходит разрушение (коррозия) металла аппаратуры технологических установок. Соли, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах – мазуте и гудроне, ухудшают их качество. Следовательно, перед подачей нефти на переработку ее необходимо отделить от воды и солей.

Для удаления солей вся нефть подвергается обессоливанию на специальных электрообессоливающих установках (ЭЛОУ). С этой целью нефть интенсивно смешивается с пресной водой в смесителях с добавлением деэмульгатора. Далее эмульсия воды в нефти разрушается в электродегидраторах.

Принцип работы всех электродегидраторов, независимо от их конструкции, заключается в воздействии на пропускаемую через них водонефтяную эмульсию переменного электрического поля промышленной частоты, в результате которого происходит слияние диспергированных в нефти капелек воды в более крупные и их оседание под действием силы тяжести. Обессоливание нефти осуществляется по двухступенчатой схеме. После обессоливания и обезвоживания нефть поступает на атмосферную перегонку [4, 5].

2.4.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

Атмосферная перегонка предназначена для отбора светлых нефтяных фракций – бензиновой, керосиновой и дизельных, выкипающих до 350°C, остаток атмосферной перегонки – мазут. Обессоленная на установках и блоках ЭЛОУ нефть является сырьем данной установки.

Процесс перегонки заключается в разделении нагретой в печи нефти на отдельные фракции в ректификационной колонне – цилиндрическом вертикальном аппарате, внутри которого расположены контактные устройства (тарелки), через которые пары движутся вверх, а жидкость – вниз. Предусматривается подвод тепла в нижнюю часть колонны и отвод тепла с верхней части колонны, в связи с чем температура в аппарате постепенно снижается от низа к верху. В результате сверху колонны отводится бензиновая фракция в виде паров, а пары керосиновой и дизельных фракций конденсируются в соответствующих частях колонны и выводятся, мазут остаётся жидким и откачивается с низа колонны.

Для того, чтобы выделить более высококипящие нефтяные фракции, мазут подвергается перегонке на установках, работающих с применением вакуума. Ассортимент продуктов вакуумной перегонки мазута зависит от варианта переработки нефти. Существуют две схемы переработки мазута: масляная и топливная. При масляной схеме получают несколько фракций – вакуумных дистиллятов, при топливной – одну. Остатком от перегонки мазута является гудрон. Разряжение в колонне создается при помощи конденсационно-вакуумсоздающих систем, ключевыми аппаратами являются паровые или жидкостные эжекторы.

2.4.3 Установка риформинга

Предназначена установка каталитического риформинга для повышения детонационной стойкости бензинов и получения индивидуальных ароматических углеводородов, главным образом бензола, толуола, ксилолов – основного сырья нефтехимии. Немаловажное значение имеет получение в процессе дешевого водородсодержащего газа, который используется в других гидрокаталитических процессах.

Если процесс проводят с целью получения индивидуальных ароматических углеводородов, то для получения бензола, толуола и ксилолов используют

соответственно фракции, содержащие углеводороды C_6 (62-85°C), C_7 (85-105°C) и C_8 (105-140°C). С целью получения высокооктанового бензина используется фракция 85-180°C, соответствующая углеводородам C_7 - C_{10} (бензины прямогонные и вторичных процессов – коксования и термического крекинга после их глубокого гидрооблагораживания, а также гидрокрекинга).

Процесс каталитического риформинга осуществляют на бифункциональных катализаторах, сочетающих кислотную и гидрирующую - дегидрирующую функции. Оксид алюминия в промышленных катализаторах риформинга играет роль носителя, отвечающего за кислотную функцию. Для усиления и регулирования кислотной функции носителя в состав катализатора вводят галоген (хлор). Содержание хлора составляет от 0,4 до 2,0 % масс.

Поскольку процесс риформирования сильно эндотермичен, его осуществляют в каскаде из трех-четырех реакторов с промежуточным подогревом сырья.

Установки каталитического риформинга всех типов включают следующие блоки: гидроочистки сырья, реакторный блок, очистки водородсодержащего газа, блок сепарации газа и стабилизации катализата [6].

2.4.4 Установка гидроочистки

Процесс гидроочистки различных фракций основывается на реакции гидрогенизации, в результате которой органические соединения, содержащие серу, кислород и азот, которые являются ядами для платинового катализатора риформинга, превращаются в углеводороды и сероводород, воду и аммиак. Применяется данный процесс с целью получения малосернистых бензинов, реактивных, дизельных и печных топлив, а также подготовки сырья для каталитического крекинга и риформинга.

Гидроочистка фракций осуществляется под действием водорода на прямогонные нефтяные фракции и вторичные продукты их термокаталитической переработки в присутствии катализатора. В процессе гидроочистки протекают многочисленные реакции: изомеризация парафиновых и нафтеновых углеводородов, насыщение непредельных углеводородов, гидрокрекинг. При повышенных температурах идут реакции частично дегидрирования нафтенов и дециклизации парафиновых. Металлы, которые содержатся в сырье, практически полностью отлагаются на катализаторе.

2.4.5 Установка депарафинизации дизельного топлива

Данная установка предназначена для депарафинизации и гидроочистки дизельного топлива с целью производства дизельного топлива с низким содержанием серы, низким содержанием азота, высоким цетановым числом и с улучшенными низкотемпературными свойствами.

Депарафинизацию светлых нефтепродуктов можно проводить с помощью карбамида (карбамидная депарафинизация) или на цеолитах (адсорбционная депарафинизация).

Сырьем для установки карбамидной депарафинизации является гидроочищенное дизельное топливо. Продуктами являются дизельное топливо зимнее, промежуточная фракция (компонент дизельного топлива), парафин жидкий.

Основные стадии процесса:

- контактирование сырья со спиртовым раствором и образование комплекса;
- отстой и разложение комплекса с выделением продуктов депарафинизации и регенерацией карбамидного раствора;
- промывка спирта от продуктов депарафинизации;
- разгонка парафинов, ректификация спирта.

Метод адсорбционной депарафинизации основан на применении синтетических цеолитов («молекулярных сит»). Для адсорбционного извлечения н-алканов применяются цеолиты с диаметром входных пор около 0,5 нм. Через поры таких размеров проникают молекулы н-алканов, критический диаметр которых не превышает 0,49 нм. У молекул изоалканов, циклоалканов и аренов критический диаметр составляет 0,57-0,72 нм и поэтому они не могут проникнуть в полости таких цеолитов.

Основное назначение процесса – получение низкозастывающего компонента дизельного топлива и жидкого парафина.

Технологический процесс включает следующие стадии:

- адсорбцию н-алканов цеолитом при его контакте с сырьем;
- промывку – удаление из адсорбционного объема неадсорбируемых цеолитом компонентов сырья;
- десорбцию – выделение н-алканов из полостей цеолита с помощью вытеснителей.

2.4.6 Газофракционирующая установка предельных газов

Предельные и непредельные углеводородные газы, из-за их различного назначения перерабатываются на НПЗ отдельно. До фракционирования углеводородные газы направляются вначале в блоки очистки от сероводорода и осушки.

ГФУ предельных газов предназначена для дальнейшей переработки нестабильных головок, получаемых на установках АВТ и каталитического риформинга, а также жирных газов риформинга. При фракционировании предельных газов получают следующие узкие углеводородные фракции (чистота 90-96%): метан-этановую (сухой газ), иногда этановую, пропановую, изобутановую, бутановую, изопентановую, пентановую. Иногда смесь пентанов и более тяжелых углеводородов не разделяют на фракции, а используют как газовый бензин.

Для разделения нефтезаводских газов на НПЗ применяются преимущественно два типа газофракционирующих установок, в каждый из которых вхо-

дят блоки компрессии и конденсации: ректификационный – сокращенно ГФУ и абсорбционно-ректификационный – АГФУ.

Конденсационно-ректификационный метод заключается в частичной или полной конденсации газовых смесей с последующей ректификацией конденсатов [7].

2.4.7 Установка изомеризации

Изомеризация низших парафиновых углеводородов (бутана, пентана, гексана, легкокипящих бензиновых фракций) применяется для выработки высокооктановых компонентов автомобильного бензина и получения сырья для производства синтетического каучука.

Установка изомеризации состоит из двух блоков – ректификации и изомеризации. Блок ректификации предназначен для выделения из смеси сырья и изомеризата товарных продуктов – изопентановой и изогексановой фракций, удаления из сырья углеводородов C_4 и ниже, подготовки к переработке сырья секции изомеризации – пентановой фракции. В блоке изомеризации осуществляется превращение пентана в изопентан.

Выход целевого продукта – изомеризата с октановым числом 88-92 (исследовательский метод) – составляет 93-97% масс. Побочным продуктом процесса является сухой газ, используемый как топливный [4].

2.4.8 Производство битумов

Нефтяные битумы представляют собой жидкие, полутвердые или твердые нефтепродукты, состоящие из асфальтенов (придают твердость и высокую температуру размягчения), смол (повышают цементирующие свойства и эластичность) и масел (являются разжижающей средой, в которой растворяются смолы, набухают асфальтены).

Для производства нефтяных битумов используют следующие три основных способа:

- концентрирование твердых нефтяных остатков (ТНО) путем их перегонки под вакуумом (остаточные битумы).
- окисление кислородом воздуха различных ТНО (окисленные битумы).
- компаундирование остаточных и окисленных битумов и различных ТНО (компаундированные битумы).

В основном все битумы вырабатываются из тяжелых нефтяных остатков: гудронов, мазутов, асфальтов деасфальтизации, крекинг-остатков и др. Оптимальным сырьем для производства битумов являются остатки из асфальтосмолистых нефтей нафтенового или нафтено-ароматического основания. Качество получаемых битумов и простота технологии их производства определяется отношением в нефти асфальтенов к смолам. Чем выше это отношение и ниже содержание твердых парафинов, тем лучше качество получаемого битума. Нефти, из остатков которых вырабатывают битумы, должны быть хорошо

обессолены. Сернистые и другие гетеросоединения в сырье не ухудшают товарные свойства битумов.

Основным аппаратом установок непрерывного действия для производства битума является либо трубчатый реактор, либо окислительная колонна. Окислительные колонны предпочтительны для производства дорожных битумов, трубчатые реакторы – в производстве строительных битумов. Отдельные установки в своем составе имеют оба аппарата.

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

2.4.9 Установка каталитического крекинга

Целевое назначение процесса – получение высокооктанового бензина с выходом от 50 и более % на сырье, а также ценных сжиженных газов и насыщенных углеводородов. Газы, богатые бутан-бутиленовой и пропан-пропиленовой фракциями, находят широкое применение в качестве сырья для производства высокооктанового компонента бензина – алкилата, а также в производстве синтетического каучука и в нефтехимии.

Легкий газойль каталитического крекинга используют как компонент дизельного топлива. Тяжелый газойль с высоким содержанием полициклических ароматических соединений имеет широкое применение как сырье для получения дисперсного технического углерода, игольчатого кокса, а также в качестве компонента мазутов.

Основным сырьем крекинга являются вакуумные газойли широкого фракционного состава, например, с температурами выкипания от 350 до 500°C.

Наилучшим для каталитического крекинга, с точки зрения выхода целевых продуктов (бензинов и газов), является сырье с преобладанием парафинов и нафтенов. Полициклические углеводороды и смолы в условиях крекинга дают мало бензина, много тяжелых фракций и кокса. Гетероорганические соединения не оказывают влияния на материальный баланс, но существенно ухудшают качество продуктов.

На установках крекинга широко применяют высокоактивные цеолитсодержащие катализаторы, в которых от 10 до 25% (масс.) кристаллических алюмосиликатов в массе аморфной матрицы. Это позволяет значительно увеличить выход бензина и повысить его октановое число до 82-84 (моторный метод) или 92-94 (исследовательский метод), а также уменьшить время контакта. Катализатор должен быть не только термически стабильным, обладать высокой активностью и селективностью, но и быть легко регенерируемым и иметь низкую склонность к отравлениям.

2.4.10 Установка коксования

Среди термических процессов наиболее широкое распространение получил процесс замедленного коксования, который позволяет перерабатывать са-

мые различные виды ТНО. Другие разновидности процессов коксования ТНО – периодическое коксование в кубах и коксование в псевдооживленном слое порошкообразного кокса нашли ограниченное применение.

Основное назначение процесса – переработка тяжёлых нефтяных остатков, как первичной, так и вторичной переработки, с получением нефтяного кокса, применяемого для производства электродов, используемых в металлургической промышленности, а также дополнительного количества светлых нефтепродуктов.

Замедленное коксование – полунепрерывный процесс, осуществляемый при температуре около 500°C и давлении, близком к атмосферному. Сырьё поступает в змеевики технологических печей, в которых идёт процесс термического разложения, после чего поступает в камеры, в которых происходит образование кокса. На установках сооружается 4 коксовые камеры, работающие попеременно. Камера в течение суток работает в режиме реакции, заполняясь коксом, после чего в течение суток осуществляются технологические операции по выгрузке кокса и подготовке к следующему циклу.

Кокс из камеры удаляется при помощи гидрорезака, представляющего собой бур с расположенными на конце соплами, через которые под давлением 150 атм подаётся вода, которая раздробляет кокс. Раздробленный кокс сортируется на фракции, в зависимости от размера частиц.

Сверху коксовых камер уходят пары продуктов и поступают на ректификацию. Светлые фракции, полученные при коксовании, характеризуются низким качеством из-за большого содержания олефинов и поэтому желательно их дальнейшее облагораживание [4,8].

2.4.11 Установка висбрекинга

Висбрекинг – наиболее мягкая форма термического крекинга, представляет собой процесс неглубокого разложения нефтяных остатков (мазутов и гудронов) в относительно мягких условиях (под давлением до 5 МПа и температуре 430-490°C) с целью снижения вязкости остатков для получения из них товарного котельного топлива. Процесс эндотермический, осуществляется в жидкой фазе.

Висбрекинг проводят при менее жестких условиях, чем термокрекинг, вследствие того, что во-первых, перерабатывают более тяжелое, следовательно, легче крекируемое сырьё; во-вторых, допускаемая глубина крекинга ограничивается началом коксообразования (температура 440-500°C, давление 1,4-3,5 МПа).

В последние годы в развитии висбрекинга в нашей стране и за рубежом определялись два основных направления. Первое – это «печной» (или висбрекинг в печи с сокинг-секцией), в котором высокая температура (480-500°C) сочетается с коротким временем пребывания (1,5-2 мин). Второе направление – висбрекинг с выносной реакционной камерой, который, в свою очередь, может различаться по способу подачи сырья в реактор: висбрекинг с восходящим по-

током (сырье нетяжелое, повышенный выход бензиновых фракций) и снижающим потоком (сырье тяжелое).

В висбрекинге второго типа требуемая степень конверсии достигается при более мягком температурном режиме (430–450 °С) и длительном времени пребывания (10–15 мин). Низкотемпературный висбрекинг с реакционной камерой более экономичен, так как при одной и той же степени конверсии тепловая нагрузка на печь ниже. Однако при «печном» крекинге получается более стабильный крекинг-остаток с меньшим выходом газа и бензина, но зато с повышенным выходом газойлевых фракций [4].

2.4.12 Установка гидрокрекинг остатка

Тяжелая высокомолекулярная часть нефти, составляющая 25–30 % нефтяного остатка, является основным резервом для эффективного решения проблемы углубления ее переработки. До настоящего времени значительная доля нефтяных остатков (гудронов, асфальтов) использовалась часто без гидрооблагораживания в качестве котельных топлив, сжигаемых в топках тепловых электростанций, котельных и бойлерных установках.

Все возрастающие требования к защите окружающей среды от загрязнения при сжигании сернистых котельных топлив явились веской причиной развертывания широких научно-исследовательских работ по разработке процессов получения малосернистых котельных топлив.

Появилась необходимость в глубоком облагораживании непосредственно тяжелых нефтяных остатков. При разработке гидрокаталитических процессов облагораживания и последующей глубокой переработке нефтяных остатков возникли исключительные трудности, связанные с проблемой необратимого отравления катализаторов процессами металлами, содержащимися в сырье. Появилось множество вариантов технологии промышленных процессов гидрооблагораживания нефтяных остатков в зависимости от содержания в них металлов, прежде всего ванадия и никеля: одно- и многоступенчатые в реакторах со стационарным или движущимся слоем катализатора, с предварительной деме­тализацией различными способами или без специальной подготовки.

Наиболее перспективными для промышленной реализации считались процессы гидрообессеривания и гидрокрекинга остаточного сырья с псевдооживленным слоем катализатора. Тем не менее в нефтепереработке ряда стран внедрение получили преимущественно процессы гидрообессеривания и гидрокрекинга со стационарным слоем катализатора, как сравнительно простые в аппаратурном оформлении, технологически гибкие и менее капиталоемкие.

Надо отметить, что последующая глубокая переработка гидрооблагороженных нефтяных остатков не является уже серьезной технологической проблемой. Так, когда они не используются как малосернистое котельное топливо, их можно перерабатывать или гидрокрекингом, или на установках каталитического крекинга.

2.4.13 Газофракционирование непредельных газов

Процессы газофракционирования предназначены для получения из нефтезаводских газов индивидуальных низкомолекулярных углеводородов C_1 – C_6 (как предельных, так и непредельных, нормального или изостроения) или их фракций высокой чистоты, являющихся компонентами высокооктановых автобензинов, ценным нефтехимическим сырьем, а также сырьем для процессов алкилирования и производств метил-трет-бутилового эфира и т. д.

Источником углеводородных газов на НПЗ являются газы, выделяющиеся из нефти на установках АТ, АВТ и образующиеся в термодеструктивных или каталитических процессах переработки нефтяного сырья, а также газы стабилизации нестабильных бензинов.

В зависимости от химического состава различают предельные и непредельные газы. Предельные углеводородные газы получают на установках перегонки нефти и гидрокаталитической переработки (каталитического риформинга, гидроочистки, гидрокрекинга) нефтяного сырья. В состав непредельных газов, получающихся при термодеструктивной и термокаталитической переработке нефтяного сырья (в процессах каталитического крекинга, пиролиза, коксования и др.), входят низкомолекулярные моно-, иногда диолефины как нормального, так и изостроения.

Как правило, предельные и непредельные углеводородные газы на НПЗ перерабатываются отдельно вследствие их различного назначения.

При фракционировании предельных газов получают следующие узкие углеводородные фракции:

- метан-этановую (сухой газ), иногда этановую, которую используют как сырье пиролиза или в качестве хладагента на установках глубокой депарафинизации масел;

- пропановую, используемую как сырье пиролиза, бытовой сжиженный газ и хладагент для производственных установок;

- изобутановую, являющуюся сырьем установок алкилирования, производств синтетического каучука;

- бутановую для получения бутадиена или используемую как бытовой сжиженный газ и как компонент автобензинов для регулирования их пусковых свойств;

- изопентановую, которая служит сырьем для производства изопренового каучука и высокооктановым компонентом автобензинов;

- пентановую фракцию – сырье для процессов пиролиза, изомеризации и т. д. Иногда смесь пентанов и более тяжелых углеводородов не разделяют на фракции, а используют как газовый бензин.

На ГФУ непредельных газов из олефинсодержащих потоков выделяются следующие фракции:

- пропан-пропиленовая – сырье процессов полимеризации и алкилирования, нефтехимических производств;

- бутан-бутиленовая – сырье установок алкилирования для производств метилэтилкетона, полиизобутилена, синтетического каучука и др.;

- этан-этиленовая и пентан-амиленовая фракции, используемые как нефтехимическое сырье [7].

Получаемые на ГФУ фракции углеводородных газов должны по качеству соответствовать техническим условиям на эти нефтепродукты. До фракционирования углеводородные газы направляются вначале в блоки очистки от сероводорода и осушки. На нефте- и газоперерабатывающих заводах наибольшее распространение получили следующие физические процессы разделения углеводородных газов на индивидуальные или узкие технические фракции: конденсация, компрессия, ректификация и абсорбция. На ГФУ эти процессы комбинируются в различных сочетаниях.

2.4.14 Установка алкилирования

Алкилирование – процесс получения высокооктанового алкилата из бутан-бутиленовой фракции. Процесс протекает с выделением тепла. Тепловой эффект от 85 до 90 кДж.

Установка сернокислотного алкилирования изобутана бутиленами предназначена для алкилирования изобутана бутиленами в присутствии серной кислоты. Сырьем процесса служит бутан-бутиленовая фракция с газофракционирующей установки, в которой массовое соотношение изобутана к бутиленам составляет не менее 1,1:1.

Сырьем может быть также смесь пропилена, бутиленов и амиленов с изобутаном.

В качестве продуктов процесса алкилирования получают авиационный (легкий) и автомобильный (тяжелый) алкилаты и отработанную фракцию, которая представляет собой в основном смесь пропана и н-бутана. Выход алкилата в расчете на олефины составляет 160-180 % (масс.), соотношение между авиа- и автоалкилатами колеблется от 0,95:0,05 до 0,90:0,10.

Автоалкилат образуется в основном в результате побочной реакции при полимеризации олефинов.

Основные секции установки следующие: подготовка сырья, алкилирование (реакторный блок), ректификация продуктов, поступающих из реакторного блока. В секции подготовки сырья проводится очистка углеводородных потоков от примесей. Наиболее распространенными примесями в сырье являются сероводород, меркаптаны и вода. Сероводород и меркаптаны обычно удаляются путем щелочной и водной промывки. В этой же секции очищаются продукты реакции от серной кислоты, в результате отстоя, а затем щелочной и водной промывки алкилата.

В реакторном блоке (секция алкилирования) проходит непосредственно процесс алкилирования. В секции ректификации разделяются продукты реакции и выделяются пропан, изобутан, н-бутан и пентан, который выходит вместе

с авиа- и автоалкилатами. Эта секция состоит из четырех ректификационных колонн:

- пропановой, служащей для отделения пропана от изобутана;
- изобутановой, в которой отделяются изобутан и пропан от остальных продуктов;

- бутановой, служащей для отделения н-бутана от алкилата;
- колонны для вторичной перегонки, где разделяется смесь алкилатов.

Перспективным направлением является использование процесса алкилирования для получения МТБЭ.

2.4.15 Производство серы

Сероводород, получаемый с гидрогенизационных процессов переработки сернистых и высокосернистых нефтей обычно используют на НПЗ для производства элементарной серы, иногда для производства серной кислоты.

Наиболее распространенным и эффективным промышленным методом получения серы является процесс каталитической окислительной конверсии сероводорода.

Осуществляется процесс в две стадии:

- стадия термического окисления сероводорода до диоксида серы:



- стадия каталитического превращения сероводорода и диоксида серы:



Термическое окисление H_2S осуществляют в основной топке, смонтированной в одном агрегате с котлом-утилизатором. Объем воздуха, поступающего в зону горения, должен быть строго дозирован, чтобы обеспечить для второй стадии требуемое соотношение SO_2 и H_2S (по стехиометрии реакции 2 оно должно быть 1:2). Температура продуктов сгорания при этом достигает 1100-1300°C в зависимости от концентрации H_2S и углеводородов в газе. Вывод серы из реакционной системы, образовавшейся при реакции 2, благоприятствует увеличению степени конверсии H_2S до 95%. Поэтому стадию каталитической конверсии принято проводить в две ступени с выводом серы на каждой ступени.

Сера широко применяется в народном хозяйстве – в производстве серной кислоты, красителей, спичек, в качестве вулканизирующего агента в резиновой промышленности и др.

2.4.16 Производство водорода

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

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

Установка по производству водорода состоит из следующих секций:

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

2.5 Описание технологического процесса каталитического риформинга

2.5.1 Характеристика сырья и продуктов

Состав сырья выбирают в зависимости от целевого назначения продуктов. Если процесс проводят с целью получения ароматических углеводородов, то для получения бензола, толуола и ксилола используют соответственно фракции 62-85°C, 85-105°C и 105-140°C. А для получения высокооктанового бензина используют обычно фракцию 85-180°C, соответствующую углеводородам C₇-C₁₀.

Бензиновые фракции большинства нефтей содержат 60-70 % парафиновых, 10 % ароматических и 20-30 % пяти- и шестичленных нафтеновых углеводородов. Среди парафиновых преобладают углеводороды нормального строения и моно-метилзамещенные их изомеры. Нафтены представлены преимущественно алкилгомологами циклогексана и циклопентана, а ароматические – алкилбензолами. Такой состав обуславливает низкое октановое число прямогонного бензина, обычно не превышающего 50 пунктов (по моторному методу). Кроме прямогонных бензинов в качестве сырья каталитического риформинга используют бензины вторичных процессов – коксования и термического крекинга после их глубокого гидрооблагораживания, а также гидрокрекинга.

В процессе каталитического риформинга образуются газы и жидкие

продукты (рифформат). Рифформат используют как высокооктановый компонент автомобильных и авиационных бензинов или направляют на выделение ароматических углеводородов, а газ подвергают разделению.

Высвобождаемый при этом водород частично используют для пополнения потерь циркулирующего водородсодержащего газа и для гидроочистки исходного сырья (если она есть), но большую же часть водорода с установки выводят. Такой водород значительно дешевле специально получаемого водорода. Именно этим объясняется его широкое применение в процессах, потребляющих водород, особенно при гидроочистке нефтяных дистиллятов. Также из газов каталитического рифформинга выделяют сухой газ (C_1-C_2 или C_1-C_3) и сжиженные газы (C_3-C_4); в результате получают стабильный дебутанизированный бензин.

В ряде случаев на установке (в стабилизационной ее секции) получают стабильный бензин с заданным давлением насыщенных паров. Это имеет значение для производства высокооктановых компонентов автомобильного или авиационного бензина. Для получения товарных автомобильных бензинов бензин рифформинга смешивают с другими компонентами (компаундируют). Смешение вызвано тем, что бензины каталитического рифформинга содержат 60-70% ароматических углеводородов и имеют утяжеленный состав, поэтому в чистом виде они непригодны для использования. В качестве компаундирующих компонентов могут применяться легкие бензиновые фракции (н.к.-62 °C) прямой перегонки нефти, изомеризаты и алкилаты.

2.5.2 Химизм и термодинамика процесса

Целевыми в процессах каталитического рифформинга являются реакции образования ароматических углеводородов за счет:

- дегидрирование шестичленных нафтенов:



- дегидроизомеризация пятичленных нафтенов:



- ароматизация (дегидроциклизация) парафинов:



В процессе протекают и нежелательные реакции гидрокрекинга с образованием как низко-, так и высокомолекулярных углеводородов, а также продуктов уплотнения – кокса, откладывающегося на поверхности катализаторов.

Наиболее важные реакции рифформинга, ведущие к образованию ароматических углеводородов из нафтенных и парафиновых, идут с поглощением тепла, ре-

акции изомеризации нафтенов и парафинов имеют тепловой эффект, близкий к нулю, а реакции гидрокрекинга экзотермичны.

Превращения нафтенных и парафиновых углеводородов в ароматические – обратимые реакции, протекающие с увеличением объема и поглощением тепла. Следовательно, по правилу Ле-Шателье, равновесная глубина ароматизации увеличивается с ростом температуры и понижением парциального давления водорода. Однако промышленные процессы риформинга вынужденно осуществляют либо при повышенных давлениях с целью подавления реакций коксообразования (при этом снижение равновесной глубины ароматизации компенсируют повышением температуры), либо с непрерывной регенерацией катализатора при пониженных давлениях [4,9].

2.5.3 Катализаторы риформинга и механизм их действия

Наиболее широкое распространение получили бифункциональные алюмоплатиновые катализаторы, сочетающие в себе кислотную и гидрирующую-дегидрирующую функции. Реакции гидрирования и дегидрирования протекают на металлических центрах платины или платины, промотированной добавками рения, иридия, олова, галлия, германия, тонко диспергированных на носителе.

Оксид алюминия в промышленных катализаторах риформинга играет роль носителя. Для усиления и регулирования кислотной функции носителя в состав катализатора вводят галоген: фтор или хлор. В настоящее время применяют только хлорсодержащие катализаторы. Содержание хлора составляет от 0,4-0,5 до 2,0 % масс.

Применение бифункциональных катализаторов позволило коренным образом преобразовать углеводородный состав исходного бензина и повысить его октановую характеристику на 40-50 пунктов.

Платина на катализаторе риформинга не только ускоряет реакции гидрирования-дегидрирования, но и замедляет образование кокса на его поверхности. Обуславливается это тем, что адсорбированный на платине водород сначала диссоциируется, затем активный (атомарный) водород диффундирует на поверхности катализатора к кислотным центрам, ответственным за образование коксовых отложений. Коксогены гидрируются и десорбируются с поверхности. В этой связи скорость образования кокса при прочих равных условиях зависит от давления водорода. Поэтому минимальная концентрация платины в катализаторах риформинга определяется необходимостью прежде всего поддерживать их поверхность в «чистом» виде, а не только с целью образования достаточного числа активных металлических центров на поверхности носителя.

В монометаллических алюмоплатиновых катализаторах риформинга содержание платины составляет 0,3-0,8 % масс. С увеличением дисперсности платины повышается активность катализатора, поэтому необходимо, чтобы платина была достаточно хорошо диспергирована на поверхности носителя.

Металлы, используемые для промотирования, можно разделить на две основные группы. К первой относятся металлы восьмого ряда: рений и иридий, известные как катализаторы гидродегидрогенизации и гидрогенолиза. К другой группе модификаторов относят металлы, практически неактивные в реакциях риформинга, такие как германий, олово и свинец (IV группа), галлий, индий и редкоземельные элементы (III группа) и кадмий (из II группы).

К биметаллическим относят платино-рениевые и платино-иридиевые катализаторы, содержащие 0,3-0,4 % масс. платины и примерно столько же Re и Ir. Рений или иридий образуют с платиной биметаллический сплав, точнее кластер, типа Pt-Re-Re-Pt, который препятствует рекристаллизации – укрупнению кристаллов платины при длительной эксплуатации процесса. Биметаллические кластерные катализаторы (получаемые обычно нанесением металлов, обладающих каталитической активностью, особенно благородных, на носитель с высокоразвитой поверхностью) характеризуются, кроме высокой термостойкости, еще одним важным достоинством – повышенной активностью по отношению к диссоциации молекулярного водорода и миграции атомарного водорода (спилловеру). В результате отложение кокса происходит на более удаленных от металлических центров катализатора, что способствует сохранению активности при высокой его закоксованности (до 20 % масс. кокса на катализаторе) [10].

Из биметаллических катализаторов платино-иридиевый превосходит по стабильности и активности в реакциях дегидроциклизации парафинов не только монометаллический, но и платино-рениевый катализатор.

Применение биметаллических катализаторов позволило снизить давление риформинга (от 3,5 до 1,5-2 МПа) и увеличить выход бензина с октановым числом по исследовательскому методу до 95 пунктов примерно на 6 %. Срок их службы составляет 6-7 лет.

Успешная эксплуатация таких катализаторов возможна лишь при выполнении определенных условий:

- содержание серы в сырье риформинга не должно превышать 10^{-4} % масс., что требует глубокого гидрооблагораживания сырья в блоке предварительной гидроочистки;

- содержание влаги в циркулирующем газе не должно превышать $2 \cdot 10^{-3}$ - $3 \cdot 10^{-3}$ % мольных;

- пуск установки на свежем и отрегенерированном катализаторе требует использования в качестве инертного газа чистого азота (полученного, например, ректификацией жидкого воздуха);

- для восстановления катализатора предпочтительно использование электролитического водорода.

В настоящее время отечественной промышленностью вырабатываются три типа катализаторов риформинга: монометаллические (АП-56 и АП-64), биметаллические (КР-101 и КР-102) и полиметаллические (КР-104, КР-106, КР-108 и платиноэрионитовый СГ-ЗП).

2.5.4 Влияние основных технологических параметров на процесс

Основными технологическими параметрами, влияющими на процесс риформинга, являются: температура, давление, объемная скорость подачи сырья и кратность циркуляции водородосодержащего газа.

Поскольку процесс риформирования сильно эндотермичен, его осуществляют в каскаде из трех-четырех реакторов с промежуточным подогревом сырья. В первом по ходу сырья реакторе проходит в основном протекающая с наибольшей скоростью сильно эндотермическая реакция дегидрирования нафтенов. В последнем реакторе протекают преимущественно эндотермические реакции дегидроциклизации и достаточно интенсивно экзотермические реакции гидрокрекинга парафинов.

Поэтому в первом реакторе имеет место наибольший ($30-50^{\circ}\text{C}$), а в последнем наименьший перепад (градиент) температур между входом в реактор и выходом из него. Высокий температурный градиент в головных реакторах риформинга можно понизить, если ограничить глубину протекающих в них реакций ароматизации. Это может быть достигнуто при заданном температурном режиме только уменьшением времени контакта сырья с катализатором, т. е. объема катализатора в них. В этой связи на промышленных установках риформинга головной реактор имеет наименьший объем катализатора, а хвостовой – наибольший. Для трехреакторного блока распределение объема катализатора по составу составляет от $1 : 2 : 4$ до $1 : 3 : 7$ (в зависимости от химического состава сырья и целевого назначения процесса), а для четырехреакторного оно может быть, например, $1 : 1,5 : 2,5 : 5$.

Температуру на входе в реакторы риформинга устанавливают в начале реакционного цикла на уровне, обеспечивающем заданное качество риформата – октановое число или концентрацию ароматических углеводородов. Начальная температура лежит в пределах $480-500^{\circ}\text{C}$ и лишь при работе в жестких условиях составляет 510°C . По мере закоксовывания и потери активности катализатора температуру на входе в реакторы постепенно повышают, поддерживая стабильное качество катализата, причем среднее значение скорости подъема температуры за межрегенерационный цикл составляет $0,5-2,0^{\circ}\text{C}$ в месяц. Максимальная температура нагрева сырья на входе в последний реактор со стационарным слоем катализатора достигает 535°C , а в реакторы установок с непрерывной регенерацией – 543°C .

Давление оказывает влияние на выход и качество продуктов риформинга. С понижением парциального давления водорода возрастает как термодинамически, так и кинетически возможная глубина ароматизации сырья и повышается селективность превращений парафиновых углеводородов, поскольку снижение давления благоприятствует протеканию реакций ароматизации и тормозит реакции гидрокрекинга. Однако при снижении давления процесса увеличивается скорость дезактивации катализатора за счет его закоксовывания.

Кратность циркуляции водородосодержащего газа (КВСГ). Этот параметр определяется как отношение объема циркулирующего водородосодержащего га-

за (ВСГ), приведенного к нормальным условиям (0,4; 0,1 МПа), к объему сырья, проходящего через реакторы в единицу времени ($\text{м}^3/\text{м}^3$). Учитывая, что в циркулирующем ВСГ концентрация водорода изменяется в широких пределах – от 65 до 90 % об., а молекулярная масса сырья зависит от фракционного и химического составов, предпочтительнее пользоваться мольным отношением водород: сырье (иногда моль водорода на моль углерода сырья).

С увеличением мольного отношения водород : сырье снижается скорость дезактивации катализаторов риформинга и, следовательно, удлиняется межрегенерационный цикл. Однако увеличение молекулярной массы (т. е. КВСГ) связано со значительными энергозатратами, ростом гидравлического сопротивления и объема аппаратов и трубопроводов. Выбор этого параметра производят с учетом стабильности катализатора, качества сырья и продуктов, жесткости процесса и заданной продолжительности межрегенерационного цикла. При использовании на установках со стационарным катализатором полиметаллических катализаторов мольное отношение водород : сырье, равное 5 : 6, обеспечивает длительность межрегенерационного цикла до 12 месяцев.

С наибольшей скоростью дезактивация катализатора происходит обычно в последнем реакторе вследствие высокого содержания в реакционной среде ароматических углеводородов и более жесткого режима риформинга.

Объемная скорость подачи сырья влияет на процесс риформинга как параметр, обратный времени контакта сырья с катализатором. С увеличением объемной скорости (т. е. уменьшением времени контакта) сырья снижается глубина реакций ароматизации и более значительно реакций гидрокрекинга парафинов. В результате повышение объемной скорости подачи сырья приводит:

- к увеличению выхода риформата, но с пониженным октановым числом и меньшим содержанием ароматических углеводородов;
- снижению выхода ВСГ с более высокой концентрацией водорода;
- повышению селективности процесса и удлинению продолжительности межрегенерационного цикла.

С другой стороны, при снижении объемной скорости сырья снижается производительность установок риформинга по сырью. Оптимальное значение объемной скорости устанавливают с учетом качества сырья риформинга, жесткости процесса и стабильности катализатора.

Содержание хлора в катализаторе. Стабильная активность катализаторов риформинга, кислотным промотором которого является хлор, возможна только при его достаточном содержании на катализаторе и низкой влажности в реакционной системе. Объемное содержание влаги в циркулируемом ВСГ поддерживается обычно на уровне $(10-30) \cdot 10^{-6} \%$.

Потери хлора катализатором при его регенерации восполняются в процессе подачи хлора в количестве 0,5-1,5 % от массы катализатора. Потери хлора при пусковых операциях (сушка и восстановление катализатора, начало сырьевого цикла) восполняют за несколько часов подачей 0,1-0,3 % хлора от массы катализатора в поток сырья или ВСГ. Для поддержания оптимальной концентрации хлора в катализаторе в сырьевом цикле хлор можно подавать перио-

дически или непрерывно с дозировкой 1-5 мг/кг сырья (в виде хлорорганических соединений, например, CCl_4).

2.5.5 Технологическая схема установки каталитического риформинга и ее описание

Все основные реакции протекают с отрицательным тепловым эффектом (с поглощением тепла), причем суммарный тепловой эффект процесса определяется глубиной превращения углеводородов. В ходе процесса температура (480-550°C) снижается, и дальнейшего превращения сырья не происходит. Поэтому для полного превращения сырья необходим промежуточный подогрев смеси не превращенного сырья и продуктов реакции и использование нескольких последовательных реакторов.

Реакторный блок включает в себя три реактора с разными объемами загрузки катализатора. Соотношение загрузки катализатора: 1 : 2 : 4. Это необходимо, чтобы поддерживать равную конверсию по трем реакторам.

В настоящее время наиболее распространен платформинг в стационарном слое катализатора (не регенеративный способ); продолжительность работы катализатора между регенерацией достигает 360 суток.

Установка включает следующие блоки: гидроочистки сырья, очистки циркуляционного газа, каталитического риформинга, сепарации газов и стабилизации бензина.

Сырье насосом подается на смешение с водородсодержащим газом риформинга. Газосырьевая смесь подогревается вначале в теплообменнике, затем в соответствующей секции печи и с температурой 500-520°C поступает в реактор. Последующий ход смеси – реакторы, причем перед каждым из реакторов она подогревается в змеевиках печи. Наконец, из последнего реактора риформированный катализат направляется в теплообменник и холодильник, где охлаждается до 30°C, и поступает в сепаратор высокого давления (3,2-3,6 МПа) для отделения жидкой фазы от ВСГ, который идет на очистку в адсорбер.

Очищенный ВСГ компрессором возвращается в систему риформинга и в систему гидроочистки, а также отводится как товарный продукт. Нестабильный катализат риформинга из сепаратора забирается насосом, проходит через теплообменник и поступает в ректификационную колонну, где и происходит его стабилизация. Часть продукта для поддержания температуры низа, циркулирует через печь. Головная фракция стабилизации после охлаждения и конденсации в холодильнике поступает в сепарационную емкость, где происходит отделение углеводородных газов и сжиженного газа. Насосом сжиженный газ частично возвращается в колонну на орошение, а избыток выводится с установки. Углеводородные газы также выводятся с верха колонны. С низа ректификационной колонны насосом забирается стабильный высокооктановый бензин, проходя через теплообменник [4,6].

2.5.6 Реактор с радиальным вводом сырья

Реакторы такого типа отличаются от реакторов с аксиальным вводом сырья тем, что газосырьевая смесь проходит через слой катализатора в радиальном направлении. Такое конструктивное решение позволяет значительно снизить гидравлическое сопротивление, уменьшить вероятность засорения катализатора продуктами коррозии.

Перед загрузкой катализатора вся необходимая аппаратура должна быть очищена от всякого рода загрязнений (в частности, от масла) и тщательно просушена (обычно это делается на стадии сушки и прокалки торкрет-бетонной футеровки реакторов).

Свежий катализатор перед загрузкой в реактор обычно не просеивается, однако при плохой транспортировке эта операция может потребоваться. Просеивание катализатора проводят на специальном оборудовании, которое позволяет улавливать катализаторную пыль. Операции по загрузке и расसेву катализатора рекомендуется проводить в сухую погоду, для чтобы избежать попадания на катализатор атмосферных осадков. Попадание на катализатор воды или снега приводит к снижению его прочностных характеристик.

Особое внимание необходимо уделить тому, чтобы в период загрузки катализатора он минимально подвергался истиранию и дроблению, так как это приводит к ухудшению эксплуатационных свойств и увеличению гидравлического сопротивления. Обычно катализатор загружают сплошным потоком с помощью резиновых или брезентовых рукавов. Иногда практикуется после засыпки некоторого слоя катализатора его разравнивание. Для уменьшения давления на нижний слой катализатора в реактор засыпается несколько слоев фарфоровых шаров разных диаметров. После загрузки и разравнивания слоя катализатора люки реакторов закрываются, система продувается инертным газом и испытывается на герметичность.

В реакторе этой конструкции парогазовая смесь движется от стенок через слой катализатора к центру реактора. Для этого внутри реактора монтируется перфорированный стакан, в который загружается катализатор. Между защитной футеровкой и перфорированным стаканом находится зазор, сквозь который проходит парогазовая смесь через слой катализатора, двигаясь к оси реактора. По оси реактора расположена перфорированная труба, обтянутая двумя слоями мелкой сетки. Сырье подается в реактор через верхний штуцер и распределитель, который обеспечивает равномерное распределение парогазового потока в верхнем пустотелом пространстве реактора. Затем поток проходит через слой фарфоровых шариков, которые предназначены для более равномерного распределения потока по слою катализатора. Диаметр шариков может меняться, но обычно применяются шарики диаметром 16-20 мм.

Продукты реакции, пройдя слой катализатора, проникают в перфорированную трубу и удаляются из реактора через штуцер. Выгрузка катализатора осуществляется через люк в нижнем днище реактора. Штуцер служит для эжекции газов при регенерации катализатора.

Опорная металлическая решетка служит для удержания фарфоровых шариков и катализатора. Обычно для лучшего распределения сырья и продуктов реакции на опорной решетке размещают три слоя фарфоровых шариков диаметром 20; 13 и 6 мм и далее укладывается катализатор.

В реакторе устанавливают термопары, необходимые для замера и контроля температуры в слое катализатора. Они вводятся в слой через штуцер, а также устанавливаются наружные термопары. Внутренняя футеровка корпуса такого реактора выполнена из жаропрочного торкрет-бетона. Опорное кольцо предназначено для крепления аппарата на строительных инструкциях.

Внутреннее устройство отличается от реакторов с аксиальным вводом тем, что катализатор размещается во внутреннем перфорированном стакане, а между футеровкой и стаканом существует кольцевой зазор. Газосырьевая смесь по кольцевому зазору проходит через слой катализатора и выводится через центральную перфорированную трубу. Материальное исполнение, типы катализаторов, футеровки и шарика реакторов подобного типа такие же, как у реакторов с аксиальным вводом сырья.

2.5.7 Реактор с аксиальным вводом сырья

Каждый реактор включает в себя такие общие конструктивные детали, как корпус, днище, штуцеры для ввода и вывода сырья и продуктов реакции, распределитель, опорную решетку, катализатор и фарфоровые шарики, многозонную термопару, футеровочный слой и опорное кольцо.

Аксиальный ввод сырья осуществляется через верхний штуцер и распределитель, который обеспечивает равномерное распределение парогазового потока в верхнем пустотелом пространстве реактора. Затем поток проходит через слой фарфоровых шариков, которые предназначаются для более равномерного распределения потока по слою катализатора. Диаметр шариков может меняться, обычно применяются шарики диаметром 16-20 мм. Пройдя слой катализатора, продукты реакции удаляются по центральной трубе через верхний боковой штуцер. Обычно для лучшего распределения сырья и продуктов реакции на опорной решетке размещают три слоя фарфоровых шариков диаметром 20; 13 и 6 мм и далее укладывается катализатор.

Нижнее днище реактора имеет люк, который используется при ревизии и ремонтах, а также два люка для выгрузки катализатора и штуцеры для отбора проб. Для замера и контроля температуры в слое катализатора в реакторе устанавливают три многозонных термопары, которые вводятся в слой через штуцер.

Опорное кольцо предназначено для крепления аппарата на строительных инструкциях. Корпус реакторов такого типа изготовлен из стали марок 22К или 09Г2ДТ и покрыт изнутри жароупорной торкрет-бетонной футеровкой, толщина которой обычно составляет 150 мм. Штуцеры изготавливают из низколегированных хромомолибденовых сталей 12ХМ, 12МХ, устойчивых при повышенных температурах в среде водородсодержащих газов.

Внутренние детали реакторов выполнены из нержавеющей стали ЭИ496 или из стали Х5М.

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, centrifуги;
- оборудование для транспортировки жидких и газообразных сред – насосы, компрессоры;
- оборудование для отключения аппаратов и участков трубопроводов – запорная арматура (задвижки, вентили и др.).

Основными аппаратами установок каталитического риформинга являются реакторы, печи, стабилизационные колонны, теплообменные аппараты, сепарационные емкости.

Реакторы. Термодинамические и физико-химические характеристики процессов, направление движения газосырьевых потоков и особенности материального и конструктивного исполнения являются основой для классификации реакционных аппаратов.

По термодинамическому признаку реакторы риформинга относятся к реакторам адиабатического типа, работающим без подвода или отвода тепла. В них катализатор загружают сплошным слоем. Для лучшего распределения паров выше и ниже слоя насыпают фарфоровые шары.

По направлению потока газовой смеси реакторы риформинга бывают с аксиальным (осевым) вводом и движением по центральной трубе сверху вниз и с радиальным вводом от периферии к центру. По материальному оформлению реакторы бывают двух типов:

- с наружной тепловой изоляцией, когда металл корпуса подвергается воздействию рабочих температур;
- с внутренней защитной футеровкой торкрет-бетоном, предохраняющий металл от непосредственного контакта с продуктами реакции.

Реакторы первого типа требуют применения высоколегированных сталей или двухслойного изготовления: наружный слой из углеродистой стали, внутренний (плакирующий) – из нержавеющей.

Реакторы второго типа изготавливают однослойными из углеродистой стали, торкрет-бетон накладывается на стальную стенку реактора под давлением «торкрет-пушкой». Толщина защитного слоя чаще всего составляет 150 мм.

Теплообменники. Теплообменная аппаратура в реакторных блоках установок каталитического риформинга используется для подогрева газосырьевой смеси продуктами реакции перед входом ее в нагревательную печь. Количество тепла, передаваемое газосырьевой смеси, зависит от схемы регенерации тепла, глубины охлаждения продуктов реакции и поверхности нагрева или охлаждения.

Тепло, уносимое парогазовой смесью из последнего реактора, используют в теплообменных аппаратах кожухотрубчатого типа. На практике для теплообменников каталитического риформинга величина коэффициента теплопередачи составляет 500-630 кДж/(м²·ч·К), т.е. не ниже, чем для других установок, использующих светлые нефтепродукты. Для теплообменников установок риформинга характерно, что сырье проходит по межтрубному пространству, а горячая парогазовая смесь – по трубкам, которые легче предохранить от коррозии.

Теплообменники для установок риформинга ставятся без резерва и без байпасов на трубопроводах. Это делается в целях сокращения затрат при строительстве установок. На установках каталитического риформинга нашли применение несколько типов теплообменников.

Унифицированные одноходовые противоточные теплообменники кожухотрубчатого типа с плавающей головкой, поверхностью нагрева 350 м. Корпус теплообменника имеет диаметр 800 мм, длина трубного пучка 12 м. Наружный диаметр трубок 25 мм, толщина стенки трубок 3 мм. Количество трубок 376 штук с коридорным расположением по углам квадрата с шагом 32 мм. Эти теплообменники применяются для установок малой мощности.

Для установок большой мощности разработаны и применяются двухходовые по трубному пучку и одноходовые по межтрубному пространству теплообменники с поверхностью нагрева 900 м с U-образными трубками в пучке. Они имеют диаметр 1200 мм и длину 11 м. В трубном пучке устанавливаются трубки наружным диаметром 20 мм и толщиной 2 мм, выполненные из стали X8 или X5M.

Абсорберы. Абсорберы служат для удаления из циркулирующего водородсодержащего газа сероводорода и водяных паров абсорбцией 15% раствором моноэтаноламина (МЭА). Абсорбция проходит при пониженных температурах, десорбция при температуре несколько выше 100°C. Абсорберы для очистки от сероводорода оборудованы тарелками с желобчатыми или S-образными элементами.

Газосепараторы. Основное назначение газосепараторов – разделение газопродуктовых потоков на газовую и жидкую фазы. Например, в блоке риформ-

минга в газосепараторе высокого давления водородсодержащий газ отделяется от нестабильного катализата.

Трубчатые печи установок каталитического риформинга. Особенностью теплового режима работы трубчатых печей установок каталитического риформинга являются высокие начальные температуры потоков, поступающих в печь, в связи с тем, что от 60 до 80% тепла для нагрева сырья или продуктов реакции используется за счет утилизации тепла в теплообменниках. Вторая характерная особенность – высокая температура дымовых газов, покидающих камеру радиации. В этой связи для печей установок риформинга и гидроочистки используют различные методы утилизации тепла (воздухонагреватели, котлы-утилизаторы для выработки пара и др.). Еще одной особенностью трубчатых печей установок риформинга является низкая теплонапряженность радиантных труб 105-125 кДж/м·ч.

Жесткие условия эксплуатации трубчатых печей вынуждают к применению дорогих легированных сталей для изготовления змеевиков, в связи с чем стоимость изготовления составляет значительную долю от стоимости всей установки.

На отечественных установках риформинга применяются типовые многокамерные печи с вертикальными трубами, разработанные институтом «Ленгипрогаз».

Конструкция печей позволяет размещать их в непосредственной близости от реакторов, что дает возможность сократить расход высоколегированных труб для связей реакторов с печью и снизить теплопотери [4,11].

2.7 Расчет основного оборудования

2.7.1 Исходные данные для расчета реакторного блока установки каталитического риформинга

Исходными данными для расчёта являются производительность реактора по сырью, углеводородный состав сырья, температура реакции, давление в начале процесса (на входе в реактор). Кроме того на основе промышленных или лабораторных данных должны быть приняты: объёмная скорость подачи сырья, количество циркулирующего водородсодержащего газа, число последовательных реакторов, количество катализатора и его распределение между реакторами. Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

Наименование показателей	Значение
Производительность, тыс. т/год	800
Число дней работы	340
Кратность циркуляции водородсодержащего газа, м ³ /м ³	1500
Температура сырья на входе в реактор, °С	520

$$H_1 = 2 \cdot D = 2 \cdot 2,2 = 4,4 \text{ м}$$

Высота сепаратора по формуле (72):

$$H = 4,4 + (2/3) \cdot 4,4 = 7,3 \text{ м}$$

Принимаем сепаратор со следующими характеристиками: $F = 3,55 \text{ м}^2$; $D = 2,2 \text{ м}$; $H = 7,3 \text{ м}$.

3 Строительные решения

3.1 Выбор района строительства

При строительстве НПЗ исключительно высоки требования к уровню автоматизации технологических процессов, надежности и безопасности оборудования и технологии, квалификации обслуживающего персонала.

Для принятия решения о строительстве завода необходимо провести серьезную аналитическую работу для получения технико-экономического обоснования и разработать проект охраны среды. Ключевым моментом является оптимальная мощность будущего нефтеперерабатывающего завода, которая зависит от наличия сырьевого ресурса и концентрации существующих нефтеперерабатывающих предприятий в регионе строительства. Важными условиями являются удобные потоки сырья, а также наличие рынка сбыта продукции. Помимо этого, учитываются природно-климатические, топографические и метеорологические условия района строительства. При проектировании важно выбрать район с развитыми транспортными путями сообщения.

Основное назначение строительного проектирования – поиск таких решений, которые при меньших материальных и трудовых ресурсах дают больший прирост производственных мощностей и увеличение объема производимой продукции.

Наиболее подходящим местом для строительства является город Ростов-на-Дону в Ростовской области. Население города составляет более 1100000 человек. Выбор района определяется уникальным географическим и геополитическим расположением области. Ростов-на-Дону – один из наиболее крупных транспортных узлов России, СНГ и Европы; через него проходят шесть магистральных железнодорожных линий, семь автомобильных дорог и водно-транспортный путь по реке Дон.

Город Ростов-на-Дону располагается в юго-восточной части Восточно-Европейской равнины. Город большей частью лежит на правом берегу реки Дон, на левом берегу находятся некоторые промышленные предприятия и увеселительные заведения. Ростов является портом пяти морей. Чуть больше сорока километров отделяют город от Азовского моря, тем самым Ростов имеет выход к пяти морям: Азовскому, Каспийскому, Черному, Балтийскому и Белому.

Через город проходит ряд крупных автомагистралей, крупнейшей из которых является М4 "Дон" – автомобильная дорога федерального значения Москва – Воронеж – Ростов-на-Дону – Краснодар – Новороссийск. Протяженность автодороги составляет 1543,7 км. По протяженности дорог с асфальтобетонным покрытием Ростовская область входит в первую пятерку субъектов РФ. Протяженность автомобильных дорог общего пользования федерального, регионального, межмуниципального и местного значения в Ростовской области – свыше 15 тыс. км.

Так же Ростов является главным узлом Северо-Кавказкой железной дороги. В городе работает три железнодорожных вокзала, крупнейшим из которых является "Ростов-Главный". Протяженность магистральных железных дорог на территории Ростовской области около 1,84 тыс. километров.

В городе действует международный аэропорт. Обеспечена воздушная связь со многими городами и населенными пунктами страны, а также многими странами мира – Польшей, Венгрией, Чехией, Словакией, Германией, Англией, Болгарией, Испанией, Сирией.

Имеющиеся железнодорожные транспортные развязки значительно упрощают транспортировку нефтепродуктов по области. Так же широко развита автотранспортная сеть.

Наличие местного источника электроэнергии – Ростовская ТЭЦ имени Ленина (ТЭЦ-2).

В Ростове-на-Дону расположен Донской государственный технический университет, который дает возможность готовить квалифицированные кадры.

3.2 Объемно-планировочные решения

Объемно-планировочные решения зданий и сооружений должны обеспечивать возможность реконструкции и технического перевооружения производства, изменения технологических процессов и перехода на новые виды продукции.

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

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

В настоящее время широко применяются такие прогрессивные проектные решения, как блокировка зданий и сооружений различного назначения; применение универсальных типов зданий, использование эффективных строительных конструкций и материалов.

Объемно-планировочное решение любого промышленного здания зависит, прежде всего, от характера располагаемого в нем технологического оборудования.

Для размещения оборудования проектируем одноэтажные здания. В одноэтажных зданиях возможно более свободное размещение технологического оборудования и перемещение его при модернизации технологического процесса. Здания спроектированы прямоугольной формы в плане, с пролетами одинаковой ширины и одного направления, с одинаковым шагом колонн, без перепада высот.

Для одноэтажных промышленных зданий более предпочтительна каркасная схема, при которой все нагрузки, возникающие в здании, воспринимает его несущий остов (каркас), образуемый вертикальными элементами (колоннами), на которые опираются конструкции покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты.

3.3 Конструктивные элементы зданий и сооружений

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.

Все здания и сооружения независимо от материалов, из которых они выполнены, их назначения и внешнего вида состоят из конструктивных элементов, выполняющих определенные функции. Основными элементами здания или сооружения являются: фундаменты, стены, отдельные опоры, перекрытия, крыша, перегородки, лестницы, окна и двери.

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

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

Всё технологическое оборудование (реактора, теплообменники, колонны, сепараторы, и т.д.) расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами. Фундамент выбирается в зависимости от характера действующих на него усилий, несущей способности и глубины промерзания грунтов. Устанавливают фундамент в соответствии с продольными и поперечными осями плана установки. Фундаменты укреплены сваями и оборудованы закладными болтами для крепления колонн. Для сооружения фундамента применяется бетон марки не ниже 100. В качестве арматуры используют металлическую

сетку. Фундамент, сданный под монтаж, должен быть освобождён от пробок, выступающей арматуры, поверхность фундамента не должна иметь пор, раковин, отслоений бетона и замасленных мест.

Стены выполнены из железобетонных панелей 6000x1200x300 мм. Такие стены обладают высокой индустриальностью, улучшают качество и снижают вес здания. Перегородки выполняем также из панелей, а нестандартные перегородки – из кирпича.

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

Предусмотрены санитарно-бытовые помещения. Помещения для отдыха предусматриваем из расчета 0,2 м² на одного работающего, но не менее 10 м². В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, помещения для обработки, хранения и выдачи спецодежды, а также устройства питьевого водоснабжения. Бытовые помещения изолируют от производственных, особенно пожаро-, взрыво- и газоопасных.

Стены и перегородки гардеробных спецодежды, душевых, преддушевых, умывальных, уборных, помещений для сушки, обезвреживания спецодежды выполнены на высоту 2 м из материалов, допускающих их мытье горячей водой с примесями моющих средств. Стены и перегородки помещений выше отметки 2 м, а также потолки имеют водостойкое покрытие.

Покрытие зданий предназначено для защиты помещений от атмосферных воздействий. Покрытие состоит из несущей и ограждающей частей. В качестве покрытий применяем железобетонные панели. На плитах покрытия укладываем невентилируемую кровлю, включающую в себя послойно снизу вверх:

- пароизоляция;
- полужесткие минерало-ватные плиты;
- стяжку из цементного раствора;
- три слоя рубероида на битумной мастике;
- гравий, втопленный в мастику.

Лестницы – металлические для подъёма на покрытие. Для его эксплуатации и при возгорании.

Двери промышленного здания согласно ГОСТ 14624-84 по назначению: эвакуационные, транспортные и запасные. Двери деревянные, размером 1x2,4 м и 1,2x2,4 м. По месторасположению они наружные и внутренние. По способу открытия распашные, одностворчатые и двустворчатые.

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

Полы имеют покрытия из мозаичной плитки на цементном растворе, который является стяжкой. Покрытие укладывается по бетонному основанию. Бетон – на уклонный грунт. В помещениях, в которых работают с агрессивными и ядовитыми веществами (кислотами, щелочами), полы выполняют из химически

стойких материалов, не способных сорбировать агрессивные вещества. Полы в помещении в насосной покрыты материалом, не создающим разрядов статического электричества – асфальтобетоном с наполнителем из известняка.

В административно-бытовом здании и помещениях операторной применяем оконные переплеты – деревянные, размером 1,5x1,2 м, согласно ГОСТ 12506-81. Деревянные переплеты просты в изготовлении, имеют небольшую массу и сравнительно малую строительную стоимость. В помещениях насосной применяем металлические окна размером 5000x3600 мм. В производственном помещении предусматриваем для проветривания открывающиеся створки (фрамуги) оконных переплетов.

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

Входы в производственное здание через бытовые помещения расположены на лицевой стороне застройки. Проектом предусмотрен один эвакуационный выход (дверь) из одноэтажного здания т.к. численность работающих во всех помещениях здания не превышает 50 человек. Ширина эвакуационного выхода из помещения установлена, в зависимости от числа эвакуируемых через выход, из расчета на 1 м ширины выхода (двери) в зданиях степени огнестойкости: I, II – не более 165 человек. Расстояние от любой точки помещения до ближайшего эвакуационного выхода из этого помещения в зданиях степеней огнестойкости I, II – 25 м. Коридоры разделены противопожарными перегородками 2-го типа на отсеки протяженностью 60 м [11].

3.4 Размещение основного оборудования

Оборудование размещаем на открытой площадке, так как установка каталитического риформинга относится к взрыво- и пожароопасным. Непрерывное движение естественных потоков воздуха рассеет токсичные пары в случае аварии и снизит их концентрацию до безопасных пределов.

Наружные этажерки, на которых располагаем оборудование, содержащие ЛВЖ и ГЖ и сжиженные горючие газы, должны быть железобетонными.

Всё технологическое оборудование (реактора, теплообменники, колонны, сепараторы, и т.д.) расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами. Фундаменты укреплены сваями и оборудованы закладными болтами для крепления колонн. Элементы площадок обслуживания технологического оборудования разработаны из металлопроката. По технике безопасности предусмотрено перильное ограждение площадок обслуживания высотой 1250 мм.

Компоновку технологического оборудования выполняем исходя из следующих условий:

- ширина основных проходов по фронту обслуживания предусматриваем 2 м;

- возможность проезда транспорта для ремонта оборудования и т.д.;
- металлические лестницы к площадкам по высоте колонн и реакторов выполнены шириной 0,9 м. Минимальные расстояния для проходов определены между наиболее выступающими деталями оборудования, а также с учётом устройства для него фундаментов, изоляции, ограждения.

4 Генеральный план и транспорт

4.1 Характеристика района и промплощадки предприятия

При разработке генерального плана учитываются следующие основные требования:

- объединение отдельных производств и вспомогательных служб с учетом их технологической связи, взрыво- и пожароопасности производств и характера выделяемых ими вредностей;
- определение безопасных разрывов на основе санитарной классификации и категории производства по взрывной и пожарной опасности с учетом возможного изменения технологии и реконструкции отдельных цехов и установок;
- локализации неблагоприятных производственных факторов, для предупреждения распространения шума, вредных и опасных пыли-, паро- и газовых выделениях при авариях, а также огня при пожаре и ограничения разрушающего действия воздушной ударной волны при взрывах;
- обеспечение естественного проветривания территории и исключение застойных зон и скопления в них вредных и опасных выделений с учетом рельефа местности, направления и скорости ветра.

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту планируется разместить в Ростовской области, вблизи города Ростов-на-Дону, который расположен на правом берегу реки Дон, на границе Восточно-Европейской равнины и Предкавказья. Данный регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции данного НПЗ.

Благодаря степной зоне климат в регионе строительства – умеренно-континентальный. Среднегодовые климатические показатели: температура – +9,9 °С, скорость ветра – 3,2 м/с, влажность воздуха – 72 %. Среднегодовая сумма осадков составляет 650 мм в год. Самый засушливый месяц – Октябрь с осадками 33 мм. Большая часть осадков выпадает в Декабрь, в среднем 66 мм.

Самый холодный месяц в городе – январь со средней температурой –4,4 °С. Самый тёплый месяц – июль, его среднесуточная температура +22,9 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха составляет –31,9 °С и наблюдается в январе-феврале, а абсолютный максимум составляет +40,1°С и наблюдается обычно в июле-августе. Продолжительность отопительного сезона совпадает со средней продолжительностью безморозного периода и составляет 6 месяцев.

НПЗ является источником загрязнения атмосферного воздуха, поэтому при размещении завода относительно жилой застройки учитываем преоблада-

ющее направление ветра. В течение года преобладают восточные ветра. Южные и северные ветра имеют небольшую повторяемость. Данная ситуация сохраняется в течение всего года, лишь в летний период несколько возрастает повторяемость западных ветров. Направление преобладающих ветров принимаем по розе ветров, которая построена по данным метеослужбы. Повторяемость направлений ветра в течение года приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Повторяемость различных направлений ветра, %

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость ветра в год, %	8	14	32	6	5	10	18	7	15

4.2 Размещение установки 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.

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

Размещение технологических объектов на генплане идет последовательно от головного производства (АВТ) к объектам приготовления и отгрузки продукции. Технологические потоки направлены параллельно один другому и перпендикулярно направлению развития предприятия, что позволяет автономно развивать строящиеся и эксплуатируемые комплексы.

Генеральный план НПЗ предусматривает деление территории предприятия на зоны с учетом функционального разделения отдельных объектов. Зоны сформированы таким образом, чтобы свести к минимуму встречные потоки, обеспечить выполнение норм и правил охраны труда и промышленной санитарии.

На НПЗ выделены следующие зоны: предзаводская, производственная, подсобная, складская, сырьевых и товарных парков.

В предзаводской зоне размещены: заводоуправление, пожарная часть, газоспасательная станция.

Производственная зона занимает большую часть общей площади завода. В ней размещено большинство технологических установок предприятия, узел оборотного водоснабжения, компрессорная, факельное хозяйство, лаборатория.

Подсобная зона предназначена для размещения ремонтно-механического цеха и других зданий.

В складской зоне находятся склады оборудования, реагентное хозяйство.

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

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

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 (ТЭЦ, котельным) с тем, чтобы сократить протяженность магистральных паропроводов.

Размещение на генеральном плане технологических установок обеспечивает поточность процесса, сводит к минимуму протяженность технологических коммуникаций.

4.3 Присоединение установки к инженерным сетям

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

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещают в полосе, расположенной между внутривозводскими автодорогами и границами установок, а также в коридорах внутри кварталов. Существуют различные способы прокладки коммуникаций: подземный, наземный в лотке, наземный на шпалах, эстакадный.

В целях экономии территории при прокладке трубопроводов на эстакадах проектируются многоярусные эстакады наземных трубопроводов 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 для обслуживания. Если число кабелей не превышает 30, то их совмещают с эстакадами технологических трубопроводов. 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.

Подземные сети и коммуникации укладываются по возможности в одну траншею с учетом сроков ввода в эксплуатацию каждой сети и нормативно установленных расстояний между трубопроводами [19].

4.4 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки

Вертикальная планировка решает различные технологические и строительные задачи: обеспечение такого высотного расположения зданий и сооружений, при котором создаются наилучшие транспортные условия; создание условий для быстрого сбора и отвода атмосферных вод с площадки; организация рельефа и систем канализации, обеспечивающая быстрый отвод и сбор разлившихся нефтепродуктов в наиболее безопасные места, а также быстрое удаление воды, использовавшейся для пожаротушения.

Основными критериями рациональности планировки являются: обеспечение удобства технологических связей, улучшение условий строительства и заложения фундаментов.

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.

Принимают следующие уклоны поверхности площадки, завода: для глинистых грунтов: 0,003-0,05; для песчаных грунтов: 0,03; для легко размываемых грунтов : 0,01; для вечномёрзлых грунтов: 0,03.

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 обносят земляными валами или несгораемыми стенами.

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 [11, 19].

4.5 Транспорт

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

Особенностью НПЗ является полное отсутствие внутривозовских железнодорожных перевозок. Железнодорожные пути используются только для приема реагентов и отгрузки готовой продукции, тары и сырья. Поэтому сеть железных дорог на территории предприятия концентрируют, группируя на генеральном плане объекты, которые обслуживаются железной дорогой.

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

Внутривозовские автодороги в зависимости от назначения подразделяются на производственные, магистральные, проезды и подъезды. Магистральные дороги обеспечивают проезд всех видов транспортных средств и объединяют в общую систему все внутривозовские 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 установок, цехов, складов и других объектов предприятия между собой и магистральными дорогами. По этим дорогам перевозят строительные грузы. Проезды и подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных машин.

Внутривозовские дороги спроектированы прямолинейными. Проектом предусмотрено расстояние от внутривозовской автодороги до зданий и сооружений не менее пяти метров. В пределах обочины внутривозовских автодорог

проектом допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

4.6 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

Задачей благоустройства промышленной площадки НПЗ является создание условий работы, уменьшающих влияние вредных веществ.

Площадь озеленения по нормам проектирования промышленных предприятий составляет не менее 15-20 % площади территории предприятия.

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, транспортногo цеха и т.п. Следует учитывать, что при разрастании зеленых насаждений снижается возможность проветривания территории, поэтому между насаждениями нужно устраивать разрывы для проветривания.

Для озеленения площадки предприятия проектом предусмотрено применение местных видов 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 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене.

Газон – один из основных элементов озеленения предприятия.

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 [11].

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

5 Безопасность и экологичность проекта

5.1 Безопасность проекта

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки

Создание безопасных условий труда – важнейшая часть организации производственных процессов. Это подразумевает устранение возможности производственного травматизма и профессиональных заболеваний, создание оптимальных условий труда и сохранение здоровья работников. Именно по этим причинам большое внимание уделяется научной организации труда, авто-

матизации производственных процессов, разработке норм и правил проведения работ с учетом требований безопасности.

Установка каталитического риформинга является взрывопожароопасным производством. На установке применяются продукты, которые являются горючими веществами. Большинство из них имеет низкую температуру вспышки. К ним относятся: водородсодержащий и углеводородный газ, пары бензина, которые с кислородом воздуха образуют смеси, взрывающиеся при наличии источника воспламенения.

Наличие аппаратов, работающих при высоком давлении и температуре (давление до 3 МПа; температура до 530°C) и содержащих большое количество нефтепродуктов в газообразном состоянии, создает опасность загазованности территории, что может привести к объемному взрыву или отравлениям.

Характеристика опасности установки:

- категория взрывоопасности – 1;
- общий энергетический потенциал – $1207 \cdot 10^6$ кДж;
- относительный энергетический потенциал – 63,6 В;
- приведенная масса горючих паров взрывоопасного облака – 26239 кг;
- давление – 30 кг/см²;
- температура – 530 °С.

Процесс относится к вредным для здоровья обслуживающего персонала производствам, так как связан с переработкой и получением продуктов, являющихся токсичными веществами.

Причины возникновения аварийных ситуаций могут быть различными.

Условно их можно объединить в три взаимосвязанные группы, которые характеризуются:

- отказами (неполадками) оборудования;
- ошибочными действиями обслуживающего персонала;
- внешними воздействиями природного и техногенного характера.

К причинам, вызванным отказом оборудования, можно отнести:

- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, водяного пара, охлаждающей воды и т.д.);
- коррозию оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механические повреждения или температурную деформацию оборудования и трубопроводов.

К причинам, связанным с ошибками персонала, можно отнести:

- несанкционированное отключение сигнализации и блокировок во время эксплуатации секции;
- несвоевременное обнаружение отклонений от норм технологического режима;
- резкие изменения параметров эксплуатации (температуры, давления) при регулировании процесса, что может привести к гидравлическим ударам.

К причинам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера, можно отнести:

- грозовые разряды и разряды статического электричества;

- смерчи, ураганы;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха ниже заложенной в расчеты;
- попадание секции в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних установках;
- диверсии.

Все перечисленные выше факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения аварийной ситуации [20].

Для предотвращения аварийных ситуаций необходимо постоянно следить за исправностью оборудования, системой сигнализации и блокировок, соблюдением норм технологического режима. Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала необходимо на стадии проектирования и строительства предусмотреть мероприятия, которые бы способствовали устойчивой работе объекта, уменьшали влияние негативных факторов на рабочих и служащих и обеспечивали бы комфортные условия труда.

5.1.2 Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статистического электричества.

На установке имеется различное электрооборудование, средства измерения и контроля, двигатели насосов, вентиляторов, силовые высоковольтные кабели. В результате замыканий на корпус или разрушения изоляции существует вероятность поражения рабочего персонала электрическим током. Для защиты людей от поражения электрическим током, согласно ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», необходимо использовать заземляющее устройство. [21].

Необходимо заземлить все нетоковедущие части технологического оборудования, которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции. Щиты и пульты всех назначений, на которых устанавливаются приборы и другие средства автоматизации подлежат заземлению. Для заземления приборов с выводами типа «Земля» внутри щитов и пультов предусматривают заземляющую рейку, соединение с которой выполняется проводами сечением не менее 1,5 мм².

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

- отвод зарядов путем заземления оборудования и коммуникаций;

- скорость движения продуктов в аппаратах и трубопроводах не должна превышать значений, предусмотренных проектом;

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

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

Устройства питающиеся от напряжения 380/220 В или 220/127 В в электроустановках с заземленной нейтралью подлежат защитному занулению [22].

5.1.3 Производственный шум и вибрация

Шум и вибрации, превышающие пределы громкости и частоты звуковых колебаний, представляют собой профессиональную опасность. При проектировании должны быть приняты все меры для снижения уровня шумов в рабочих помещениях до допустимых пределов и предотвращения на рабочих местах вибраций, превышающих установленные нормы.

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

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

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

Изоляцию от шума, распространяющегося от конструкций здания, выполняют путем ослабления жесткой связи источника шума с конструктивными элементами здания (фундаментом, перекрытием, стенами) и снижения проводимости шума по конструкции (акустические разрывы) [23].

Для профилактики заболеваний, вызванных повышенным уровнем шума, предусмотрены специальные комнаты отдыха, дополнительные перерывы и периодический медицинский осмотр (не менее 1 раз в год).

При изготовлении и монтаже оборудования соблюдаются минимальные допуски в сочленениях деталей, демпфируются вибрации, путем покрытия со-

ударяющихся деталей специальным материалом. Уменьшение вибрации кожухов электродвигателей, ограждений и других деталей, выполненных из стальных листов, достигается путём нанесения на них слоя резины, пластика, битума, которые рассеивают энергию колебания.

Для защиты рук работающих от вибрации применяются рукавицы со специальными вкладками или виброзащитными прокладками. А для защиты от вибрации, передаваемой через ноги, обувь со специальной подошвой.

5.1.4 Производственное освещение

Рациональное освещение производственных помещений оказывает не только положительное психофизиологическое воздействие на работающих, но и способствует повышению производительности труда, обеспечению его безопасности, сохранению высокой работоспособности человека в процессе труда. Для создания комфортных условий труда в помещениях установки предусмотрены естественное и искусственное освещение. Естественное освещение в дневное время должно осуществляться через оконные проемы, спроектировать их в соответствии с требованиями СНиП 23.05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Искусственное освещение помещений должно обеспечивать нормальное ведение процесса в темное время суток и тогда, когда естественного освещения недостаточно. В операторном помещении необходима комбинированная система освещения: с общим равномерным освещением всего производственного помещения, и дополнительным освещением щитов и пультов в операторном помещении и рабочих мест в помещениях средств измерения.

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

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

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

При искусственном освещении на установке используются светильники с лампами накаливания, расположенные на площадках, эстакадах, лестницах. Светильники выполнены во взрывобезопасном исполнении. Искусственное освещение помещений операторной и насосной осуществляется светильниками с люминесцентными лампами.

Проектом предусмотрено аварийное освещение помещений взрывонеопасными светильниками. Его необходимо иметь у щитов и пультов в операторном помещении, за щитом у шкафов электропитания, на лестничных площадках, у дверных проемов.

5.1.5 Нормализация воздуха рабочей среды

Нормализация воздушной среды рассматривается как основная мера снижения влияния на работника неблагоприятных факторов микроклимата, защита от негативных факторов. Сырье, реагенты, продукты, и вспомогательные материалы данного производства являются токсичными веществами. Скопление вредных газов, паров бензина в траншеях, колодцах и производственных помещениях может привести к ухудшению здоровья рабочего персонала, а иногда и к летальному исходу.

На установке должны быть средства нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест. Согласно СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», необходимо спроектировать систему вентиляционного обеспечения в помещениях установки независимо от их назначения. Обеспечить механическую, естественную, смешанную вентиляцию для удаления из помещений вредных газов и создания нормальных санитарно-гигиенических условий труда.

Системы вентиляции, отопления и кондиционирования воздуха в сочетании с технологическими мероприятиями по уменьшению вредных производственных выделений, с архитектурно-планировочными и конструктивными решениями зданий и помещений обеспечивают параметры микроклимата и содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, соответствующие нормативным требованиям.

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

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

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

В операторном помещении предусмотрена гарантированная подача приточного воздуха. Система подпора оборудована двумя вентиляторами, рабочим и резервным. На воздухопроводах приточных систем установлены обратные и перекидные клапана. Все вентиляторы вытяжных и приточных систем смонтированы вне производственных помещений.

При повышенной концентрации газов в помещении включается в работу аварийная вытяжная вентиляция. Включение аварийной вентиляции осуществляется автоматически от сигнализаторов дозрывных концентраций, которые срабатывают при превышении содержания взрывоопасных веществ в воздухе помещений более 10 % нижнего предела взрываемости. Управление аварийными системами осуществляется по месту их установки, а также из операторной и от главного эвакуационного выхода из помещения.

5.1.6 Взрыво- и пожаробезопасность

Нефтеперерабатывающий завод относится к числу опасных производственных объектов. Поскольку в данном производстве участвуют вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии кислородом воздуха в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа, то установка по пожарной опасности относится к категории А в соответствии с СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

Для предотвращения аварийных ситуаций, сопровождающихся возникновением пожара и взрыва, разработан ряд противопожарных мероприятий.

Пожар и взрыв возможен при разгерметизации оборудования, трубопроводов с выбросом взрывоопасных или горючих продуктов, которые в смеси с воздухом образуют взрывоопасные смеси и способны воспламениться.

Предусмотрены следующие мероприятия снижающие риск возможной аварии с разгерметизацией системы и выбросом горючих, взрывоопасных веществ:

- все горючие продукты находятся в герметичных аппаратах и под подушкой углеводородного газа или азота;

- при проведении предпусковых работ воздух из оборудования и трубопроводов удаляется продувкой азотом;

- во избежание разгерметизации оборудования и трубопроводов все оборудование, работающее под давлением, защищено предохранительными клапанами и прошло испытание на прочность, плотность и герметичность перед пуском;

- для предотвращения наружной коррозии периодически проверяется окраска и изоляция оборудования трубопроводов;

- для предотвращения утечек с уплотнений, фланцевых соединений выбран тип фланцевых поверхностей, соответствующий группе и классу опасности вещества;

- применяются насосы с двойными торцовыми уплотнениями (для насосов, перекачивающих углеводороды, токсичные среды);

Опасными факторами пожара являются:

- открытый огонь;

- искры;

- молния;

- горячие поверхности.

При нормальной работе открытый огонь на секции не допускается.

Курение запрещено на всей территории секции.

Для обеспечения противопожарной защиты установки предпринять следующие меры:

- вокруг и внутри установки проложить сеть противопожарного водопровода, закольцованного сетями завода. Пожарные гидранты установить на расстоянии не более 80 м друг от друга;

- для защиты площадок и этажерок с оборудованием, содержащим горючие жидкости и газы, установить лафетные стволы, подсоединенные к сети противопожарного водопровода;

- для ликвидации местных очагов пожара создать полустационарную систему пожаротушения, состоящую из водопровода с вентилями для подсоединения шлангов;

- на установке разместить необходимое количество пожарных извещателей, а в операторной установить оперативную телефонную связь с пожарной охраной;

- в помещениях компрессорных установить сигнализаторы взрывоопасной концентрации на водород.

Для тушения возможных загораний на установке иметь первичные средства:

- огнетушитель ОПУ-5(10), ОП-50 использовать при загорании небольших количеств разлитых продуктов, ветоши, деревянных предметов и прочего горючего материала;

- огнетушители углекислотные ОУ-5, ОУ-2 использовать при тушении электрооборудования;

- песок, кошму использовать для тушения разлитых нефтепродуктов, загоревшихся сальниковых уплотнений и запорной арматуры.

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

5.1.7 Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей

Безопасная работа установки, зависит от обеспеченности средствами и устройствами коллективной и индивидуальной защиты, обнаружения возможных утечек нефтепродуктов, оповещения технологического персонала, устранения утечек и обеззараживания проливов (коллективные средства защиты) и средства защиты персонала, позволяющие обеспечить защиту его здоровья от длительного воздействия незначительных количеств углеводородов и от кратковременного поражающего воздействия высоких концентраций нефтепродуктов и эффективной работы по устранению аварийных ситуаций.

В случае отключения технологических параметров процесса предусматривается световая и звуковая предаварийная сигнализация в операторной, по предупредительным значениям параметров, определяющим взрывоопасность процесса.

Технологический процесс проводится в герметичном оборудовании, материальное исполнение аппаратов выбрано с учетом коррозионных свойств среды.

Для исключения разгерметизации оборудования из-за повышенной вибрации в узлах и обвязке насосных агрегатов проводится вибродиагностический контроль насосного оборудования (в рабочем состоянии).

Предусмотрены необходимые автоматические блокировки для защиты оборудования и персонала, исключающие возникновение аварийной ситуации при нарушении основных параметров процесса, нарушении работы оборудования при внеплановом отключении подачи сырья, топлива, электроэнергии, воздуха КИП.

5.2 Мероприятия по экологической безопасности

5.2.1 Охрана атмосферного воздуха и водоемов

В целях экологической безопасности на установке необходимо обеспечить проведение ряда мероприятий в соответствии:

ГОСТ 17.1.3. 05-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами».

ГОСТ 12.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».

Все жидкие нефтепродукты предназначенные для сброса через систему канализации должны скапливаться в одной заглубленной емкости, после чего направляться на биологическую систему очистки.

По защите воздушного бассейна в проекте установки предусмотрены следующие мероприятия:

- сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую факельную систему;
- работа аппаратов производится под «подушкой» азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию;
- технологический процесс осуществляется в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением;
- дымовые газы трубчатых печей удаляются через дымовую трубу, высота которой равна 180 метров, что обеспечивает рассеивание загрязняющих веществ в атмосферном воздухе до концентраций, не превышающих установленные гигиенические нормативы.

Для уменьшения водопотребления на установке максимально использованы аппараты воздушного охлаждения.

Объем образующихся сточных вод и степень их загрязненности определяются технологией переработки нефти. При аварии, ремонте аппаратов, оборудования и трубопроводов категорически запрещается сброс в канализацию нефтяных и химических продуктов, не являющихся сточными водами.

Основными средствами защиты окружающей среды от вредных воздействий является строгое соблюдение технологического регламента производства, герметичность оборудования, применение новых, более эффективных

торцевых уплотнений для насосов, а так же прокладочных материалов для фланцевых соединений [24, 25].

Соблюдение рекомендуемых мероприятий увеличит устойчивость объекта, обеспечит сохранность жизни и здоровья людей, уменьшит степень риска разрушения объекта и улучшит состояние окружающей среды.

5.2.2 Утилизация отходов

Основной целью утилизации опасных отходов является уменьшение вредного воздействия на окружающую среду. Она заключается в полной или частичной переработке отходов, с целью их дальнейшего вторичного использования.

Характеристика отходов производства и рекомендации по их утилизации приводятся в таблице 20.

Таблица 20 – Отходы и методы их утилизации

Наименование отхода	Место складирования, транспорт	Периодичность образования	Условие и место захоронения, обезвреживания, утилизации
Катализатор риформинга	бочки	1 раз в 5 лет	направляется на переработку для извлечения платины
Катализатор гидроочистки	бочки	1 раз в 5 лет	направляется на переработку для извлечения кобальта
Обтирочный материал	контейнеры	1 раз в неделю	направляется на утилизацию на установку «Факел»
Твердые хозяйственно-бытовые отходы и мусор	контейнеры	1 раз в неделю	направляется на захоронение на полигон отходов

В таблице 21 приведены методы утилизации сточных вод.

Таблица 21 – Методы утилизации сточных вод

Наименование стока	Условия (метод) ликвидация, обезвреживания, утилизации	Периодичность сбросов	Место сброса
Сточные воды после промывки и пропарки аппаратов в период капремонта	очистные сооружения предприятия	1 раз в 2 года	производственно-дождевая канализация

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был разработан проект установки каталитического риформинга производительностью 800 тысяч тонн в год. В ходе выполнения работы были решены следующие задачи:

- выбрана нефть для переработки;
- обоснован выбранный вариант переработки нефти – топливный с глубокой переработкой;
- определен набор технологических процессов, обеспечивающих получение нефтепродуктов заданного ассортимента;
- рассчитан материальный баланс технологических установок НПЗ;
- приведено обоснование выбранного района для строительства проектируемого нефтеперерабатывающего завода;
- рассчитано и подобрано технологическое оборудование;
- уделено внимание безопасности и экологичности проекта.

Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи – на графических листах. Графические листы содержат: генеральный план НПЗ; технологическую схему установки каталитического риформинга; чертеж реактора каталитического риформинга и постамент под реактор рифоминга.

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие сокращения:

- АВТ – атмосферно-вакуумная перегонка;
- АГФУ – абсорбционно-газофракционирующая установка;
- АТ – атмосферная трубчатка;
- АУВ – ароматические углеводороды;
- ББФ – бутан-бутиленовая фракция;
- ВСГ – водородосодержащий газ;
- ГФУ – газифракционирующая установка;
- ДТ – дизельное топливо;
- КВСГ – кратность циркуляции водородсодержащего газа;
- МТБЭ – метилтретбутиловый эфир;
- МЭА – моноэтаноламин;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- НХП – нефтехимическое производство;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ППФ – пропан-пропиленовая фракция;
- ТНО – тяжелый нефтяной остаток;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- УВ – углеводороды;
- УЗК – установка замедленного коксования;
- ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Равдель, А. А. Краткий справочник физико-химических величин: справочное пособие / А. А. Равдель, А. М. Пономарева. – Санкт-Петербург: Химия, 2002. – 240 с.
- 2 Дриацкая, З. В. Нефти СССР: справочник / З. В. Дриацкая, М. А. Мхчиан, Н. М. Жмыхова. – Москва: Химия, 1972. – 392 с.
- 3 Бондаренко, В. И. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа: научный сборник / В. И. Бондаренко. – Москва: Химия, 1983. – 128 с.
- 4 Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие / С. А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
- 5 Эрих, В. Н. Химия и технология нефти и газа: учебное пособие / В. М. Капустин, М. В. Рудин, А. М. Кудинов. – Москва: Химия, 1977. – 424 с.
- 6 Каминский, Э. Ф. Глубокая переработка нефти. Технологические и экологические аспекты: учебное пособие для вузов / Э. Ф. Каминский, В. А. Хавкин. – Москва: Техника, 2001. – 384 с.
- 7 Бекиров, Т. М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов: учебное пособие / Т. М. Бекиров. – Москва: Недра, 1980. – 293 с.
- 8 Магарил, Р. З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебник / Р. З. Соколов. – Москва: Химия, 1976. – 283 с.
- 9 Маслянский, Г. Н. Каталитический риформинг бензинов: учебник / Г.Н. Маслянский. – Санкт-Петербург: Химия, 1985. – 971 с.
- 10 Ластовкина, Г. А. Промышленные установки каталитического риформинга: учебник / Г. А. Ластовкина. – Ленинград: Химия, 1984. – 231 с.
- 11 Капустин, В. М. Основы проектирования нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий: учебное пособие / В. М. Капустин, М. В. Рудин, А. М. Кудинов. – Москва: Химия, 2012. – 400 с.
- 12 Рабинович, В. А. Краткий химический справочник: справочное пособие / В. А. Рабинович, З. Я. Хавин. – Ленинград: Химия, 1977. – 356 с.
- 13 Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов нефтепереработки и нефтехимии: учебное пособие для вузов / Р. Т. Эмирджанов. – Москва: Химия, 1998. – 192 с.
- 14 Осинина, О. Г. Определение физико-технических и тепловых характеристик нефтепродуктов, углеводородов и некоторых газов: справочное пособие / О. Г. Осинина. – Москва: МИНГиГП, 1980. – 328 с.
- 15 Рудин, М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика: справочник / М. Г. Рудин, Е. В. Сомов, А. С. Фомин. – Москва: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.

- 16 Туманян, Б. П. Технологический расчет установки каталитического риформинга: учебное пособие для вузов / Б. П. Туманян, Б. И. Бондаренко. – Москва: ГАНГ, 1991. – 128 с.
- 17 Скобло, А. И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учебное пособие / А. И. Скобло, Ю. К. Молоканов, А. И. Владимиров, В. А. Щелкунов. – Москва: Недра, 2000. – 725 с.
- 18 Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей: учебное пособие для вузов / Н. Б. Варгафтик. – Москва: Физматгиз, 1963. – 708 с.
- 19 СП 18.13330.2011 Нормы проектирования. Генеральные планы промышленных предприятий СНиП П-89-80. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО Гипрогор, 2011. – 52 с.
- 20 ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 18.11.1974. – Москва: Стандартиформ, 1974. – 12 с.
- 21 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 19.11.2005. – Москва: Стандартиформ, 2005. – 40 с.
- 22 ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Введ. 01.01.2009. – Москва: Стандартиформ, 2009. – 20 с.
- 23 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 17.01.2012. – Москва: Стандартиформ, 2012. – 20 с.
- 24 ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. – Введ. 5.05.2008. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 26 с.
- 25 СП 31.13330.2012 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения СНиП 2.04.02-84. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ООО Аналитик, 2013. – 124 с.