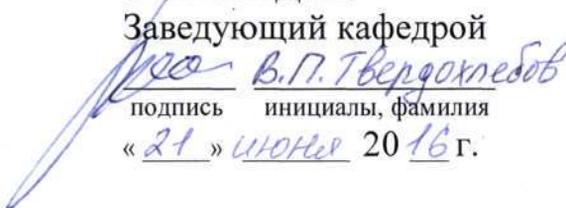


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и Газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись инициалы, фамилия

« 21 » июня 20 16 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 "Химическая технология"

"Проект установки изомеризации НПЗ производительностью 250 тыс. тонн в
год"

Научный руководитель


подпись, дата

доцент, к.х.н.

Ф. А. Бурюкин

Выпускник


подпись, дата

А. С. Маслова

Консультант
по проектированию


подпись, дата

Р. А. Ваганов

Нормоконтролер


подпись, дата

доцент, к.х.н.

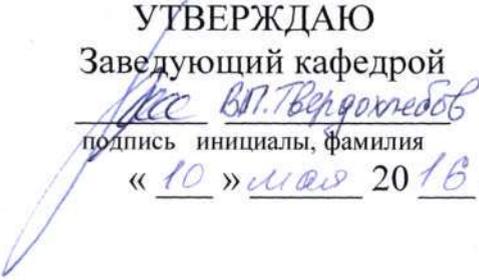
Ф. А. Бурюкин

Красноярск 2016

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


подпись инициалы, фамилия

« 10 » мая 20 16 г

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

Студенту: Масловой Александре Сергеевне

Группа: НБ 12-09 Направление (специальность) 18.03.01

«Химическая технология»

Тема выпускной квалификационной работы: "Проект установки изомеризации НПЗ производительностью 250 тыс. тонн в год".

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

Руководитель ВКР: Ф. А. Бурюкин, к.х.н., доцент.

Исходные данные для ВКР: нефть Винно-Банновского месторождения; производительность по установке изомеризации 250 тыс. тонн/год.

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

Перечень графического материала: технологическая схема установки изомеризации, 1 лист; реактор изомеризации, 1 лист; генеральный план НПЗ, 1 лист; чертеж постаментов под реактор, 1 лист.

Руководитель ВКР



подпись

Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению



подпись

А. С. Маслова

« 10 » мая 2016г.

РЕФЕРАТ

Данный дипломный проект установки каталитической изомеризации содержит разделы: введение; технико-экономическое обоснование; разработка и обоснование технологической схемы; материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти; характеристика установок по переработки нефти; описание технологической схемы; технико-технологические расчеты; строительная часть проекта; безопасность и экологичность проекта; заключение; список используемой литературы.

В разделе «Технико–экономическое обоснование» приводятся обоснование целесообразности строительства и внедрения установки изомеризации в технологическую схему НПЗ.

Раздел «Технологические решения» включает в себя: теоретические основы процесса изомеризации; разработку технологической поточной схемы переработки нефти; характеристику установок по переработке нефти; технические требования на готовую продукцию; материальный баланс НПЗ; расчет реакторного блока и теплообменного аппарата установки изомеризации.

Раздел «Строительная часть проекта» иллюстрирует размещение оборудования и генерального плана установки и завода в целом.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» рассмотрены вопросы: опасные и вредные производственные факторы, характеристика опасности проектируемой установки.

Объём пояснительной записки 79 страниц.

Вся сводная информация сведена в таблицы. Количество таблиц 13.

Количество рисунков 2.

При разработке проекта использовано 66 источников литературы.

Графические листы содержат: технологическую схему установки изомеризации, 1 лист; реактор изомеризации, 1 лист; генеральный план НПЗ, 1 лист; чертеж постаumenta под реактор, 1 лист.

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 Характеристика установок по переработке нефти.....	12
2.3.1 Электрообессоливающая установка.....	12
2.3.2 Атмосферно-вакуумная перегонка.....	12
2.3.3 Установка риформинга.....	13
2.3.4 Установка гидроочистки.....	14
2.3.5 Установка депарафинизации.....	15
2.3.6 Газофракционирующая установка.....	15
2.3.7 Установка производства битумов.....	16
2.3.8 Установка каталитического крекинга.....	16
2.3.9 Установка коксования.....	17
2.3.10 Установка газифракционирования непредельных газов.....	18
2.3.11 Установка алкилирования.....	18
2.3.12 Установка производства серы.....	19
2.3.13 Установка для производства технического водорода.....	19
2.4 Материальный баланс предприятия.....	20
2.5 Описание технологического процесса.....	26
2.5.1 Характеристика сырья и продуктов установки.....	26
2.5.2 Теоретические основы процесса изомеризации.....	29
2.5.3 Основные химические реакции.....	31
2.5.4 Характеристика процесса.....	31
2.5.5. Катализаторы процесса.....	31
2.5.6 Влияние основных технологических параметров на выход и качество продуктов.....	33
2.5.6.1 Влияние температуры.....	33
2.5.6.2 Влияние давления.....	34
2.5.6.3 Влияние объёмной скорости подачи сырья.....	35
2.5.6.4 Кратность циркуляции водородсодержащего газа.....	35
2.5.6.5 Мольное соотношение "водород/углеводороды".....	36
2.5.6.6 Промотор катализатора.....	36

2.5.6.7	Качество сырья.....	37
2.5.7	Описание технологической схемы установки изомеризации.....	39
2.5.7.1	Предварительная гидроочистка сырья.....	39
2.5.7.2	Изомеризация.....	41
2.6	Описание основного оборудования установки.....	43
2.6.1	Аппараты осушки жидкого сырья.....	43
2.6.2	Аппараты осушки свежего водородсодержащего газа.....	44
2.6.3	Уравнительная емкость.....	45
2.6.4	Блок теплообменников реактора.....	45
2.6.5	Реакторы изомеризации.....	45
2.6.6	Блок сепаратора продуктов и компрессоров.....	46
2.6.7	Колонна стабилизации.....	47
2.6.8	Скруббер щелочной промывки газа колонны стабилизации.....	47
2.6.9	Колонна отгонки изогексана.....	48
2.7	Расчет основного оборудования.....	50
2.7.1	Тепловой баланс реактора.....	50
2.7.2	Основные размеры реактора	57
2.8	Расчет вспомогательного оборудования.....	58
3	Строительные решения.....	60
3.1	Выбор района строительства.....	60
3.2	Объёмно-планировочные решения.....	61
3.3	Конструктивные элементы.....	62
3.4	Размещение основного оборудования.....	64
4	Генеральный план и транспорт.....	64
4.1	Характеристика выбранного месторасположения.....	64
4.2	Размещение установки на генеральном плане.....	65
4.3	Присоединение установки к инженерным сетям.....	66
4.4	Вертикальная планировка и водоотвод с площадки.....	66
4.5	Транспорт.....	67
4.6	Благоустройство и озеленение промышленной площадки.....	68
5	Безопасность и экологичность проекта.....	68
5.1	Безопасность проекта	68
5.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки.....	68
5.1.2	Меры безопасности при эксплуатации производства.....	70
5.1.3	Защита от вредных выделений газов, паров и пыли.....	71

5.1.4 Электробезопасность.....	71
5.1.5. Защита от статического электричества.....	72
5.1.6 Молниезащита.....	72
5.2 Экологичность проекта.....	72
5.2.1 Охрана атмосферного воздуха.....	72
5.2.2 Утилизация отходов, защита почвы от загрязнения.....	73
5.2.3 Охрана естественных водоемов и рациональное использование водных ресурсов.....	73
5.2.4 Благоустройство и озеленение санитарно – защитной зоны и территории предприятия.....	73
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
Заключение.....	75
Список используемых источников.....	76

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтеперерабатывающей отрасли РФ необходимо решение проблемы низкого технического и технологического уровня предприятий, который обусловлен значительным моральным и физическим износом оборудования (70 % установок на НПЗ РФ введены в эксплуатацию более 30 лет назад, и не более 15 % – эксплуатируются менее 10 лет). В настоящее время отечественные НПЗ по уровню технологии переработки нефти входят в число наиболее устаревших в мире. В среднем глубина переработки нефти по отрасли составляет 71,5 %, что обуславливает производство нефтепродуктов низкого качества (автобензин и дизельное топливо), что наряду с высокими транспортными расходами, обусловленными большим расстоянием НПЗ от экспортных терминалов, существенно сокращает экспортный потенциал отечественных нефтепродуктов. В этих условиях ключевыми задачами развития нефтеперерабатывающей промышленности является коренная реконструкция и модернизация НПЗ с опережающим строительством мощностей по углублению переработки нефти, улучшение качества автомобильных бензинов по октановому числу и содержанию бензола, снижение содержания серы в дизельном топливе и так далее, т. е. повышение качества готовой продукции до мировых стандартов. Развитие производства бензинов связано со стремлением улучшить основное эксплуатационное свойство топлива: детонационную стойкость бензина, оцениваемую октановым числом.

Необходимость улучшения качества и количества моторных топлив и снижения ароматических углеводородов в них обусловлена постоянно возрастающим потреблением, а так же требованиями по охране окружающей среды. Запрет на применение тетраэтилсвинца (ТЭС) и требования существенного снижения содержания ароматических углеводородов в бензинах заставляют нефтеперерабатывающие заводы подыскивать новые возможности по введению высокооктановых компонентов в бензин. Одним из таких способов является процесс изомеризации парафиновых углеводородов.

Изомеризация легких бензинов – это процесс, который позволяет существенно увеличить октановое число легких бензиновых фракций. Этот процесс особенно важен для дополнения других процессов при получении товарных бензинов, соответствующих требованиям спецификации Euro 3 и Euro 4, прежде всего связанных с уменьшением содержания бензола и серы.

Включение в технологическую схему НПЗ процесса изомеризации легкой нефти позволяет увеличить октановое число суммарного бензина на 0,7-1,5 пунктов и является наиболее экономически выгодным способом снижения содержания бензола в бензине. В связи с вышеизложенным целью данного дипломного проекта является разработка принципиальной схемы переработки нефти Винно-Банновского месторождения с производительностью по установке изомеризации 250 тыс. т/год.

1 Технико-экономическое обоснование

Нефтеперерабатывающий завод, в который входит проектируемая установка, является предприятием топливного направления с глубокой переработкой нефти, перерабатывающий Винно-Банновскую нефть. Нефть отличается малой плотностью, малым содержанием силикагелевых смол, асфальтенов, серы и азота. Установка каталитической изомеризации относится к установкам, на которых происходят вторичные процессы переработки нефти. Мощность установки по продукту 250 тыс. тонн/год. Установка каталитической изомеризации позволит увеличить производство высокооктановых бензинов.

В настоящее время большое внимание уделяется проблемам экологии. Это оказывает влияние на характеристики выпускаемой продукции, в частности на марки бензинов.

Требования к автомобильным бензинам в США и Западной Европе значительно жестче, чем в России.

Ужесточение за последние годы экологических требований к качеству товарных автомобильных бензинов и дизельному топливу обусловило прогрессивные изменения их компонентного и углеводородного составов, а также норм на отдельные показатели качества.

Для достижения требований мировых стандартов по антидетонационным свойствам и экологическим характеристикам, а также для обеспечения конкурентоспособности российских автомобильных бензинов на мировых рынках необходимо, прежде всего, существенно снизить содержание ароматических углеводородов, повысить октановые характеристики. Каталитическая изомеризация является основным процессом для получения высокооктановых компонентов автомобильных бензинов России.

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

Винно-Банновское месторождение расположено в Куйбышевской области (ныне Самарской) на территории бывшего СССР. Нефть характеризуется низкой относительной плотностью, небольшим содержанием серы и смол, высоким содержанием легких дистиллятов.

Для выбора варианта и схемы переработки нефти приводится её характеристика. Характеристика Винно-Банновской нефти приводится в виде таблиц, взятых из пособия [1].

В таблице 2.1.1 приведена общая физико-химическая характеристика нефти Винно-Банновского месторождения.

Таблица 2.1.1 – Общая физико-химическая характеристика перерабатываемой нефти

Наименование показателей	Значение
1	2
Плотность при 20°C кг/м ³	0,8108
Кинематическая вязкость 20 °С	6,05
50 °С	3,91
Парафин -содержание, %	4,6
-температура плавления, °С	50
Температура застывания С термообработкой, °С	-14
Без термообработки, °С	-18
Содержание, % масс	
– общей серы	0,67
– меркаптановой серы	0,0055
– сульфидной серы	0,0215
– смол сернокислотных	7
– силикагелевых смол	2,65
– асфальтенов	0,65
– азота	0,07
– углерода	84,62
– водорода	14,16
– кислорода	0,48
– золы	–
Коксуемость по Конрадсону, % масс.	–
Кислотное число, мг КОН на 1 кг. Нефти	0,03
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	<-46

Данные о потенциальном содержании фракций в нефти Винно-Банновского месторождения приведены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в Винно-Банновской нефти

Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %
1	2
28(газ до С ₄)	4
60	7,4
62	8,2
85	12,5
95	14,5
100	15,5
105	16,5
110	17,6
120	19,8
122	20,1
130	21,5
140	23,8

Окончание таблицы 2.1.2

1	2
145	25,2
150	26,5
160	29,2
170	32
180	34,2
190	36,5
200	38,8
210	41
220	43,5
230	45,9
240	47,5
250	49,7
260	51,9
270	54
280	55,5
290	57,5
300	59,5
310	61,2
320	63
330	64,5
340	66
350	68
360	69,6
370	70,8
380	72,5
390	74
400	75,6
410	77
420	78,7
430	80,6
440	82,3
450	84
500	-
остаток	16

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.

Качество сырья не имеет такого решающего значения, как это было ранее, поскольку разработаны процессы, позволяющие получать основные сорта нефтепродуктов, в том числе и высокого качества, практически из любой

нефти. Однако для производства таких продуктов, как битумы, нефтяной кокс, отдельные сорта смазочных масел требуются специальные виды сырья.

На данный момент следует учитывать также и состояние экономики в стране в целом и в конкретном регионе в частности.

Эти факторы являются основополагающими при проектировании схемы НПЗ.

Существует несколько вариантов технологических схем переработки нефти. В общем виде эти схемы могут быть сведены к трем – четырем основным типам:

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

Цель данного дипломного проекта – разработать технологическую схему изомеризации нормальных парафинов специализированного на производстве высокооктановых компонентов, в частности изопентана. Для достижения этой цели, проектом предлагается перерабатывать нефть, по схеме: «Топливная с глубокой переработкой нефти». Материальный баланс рассчитан на основании данных, взятых из справочной литературы [2].

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

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

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

- в общем случае считается, что если нефтеперерабатывающий завод 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 рисунке 2.2.1 изображена поточная схема нефтеперерабатывающего завода, работающего по топливному профилю с глубокой переработкой нефти.

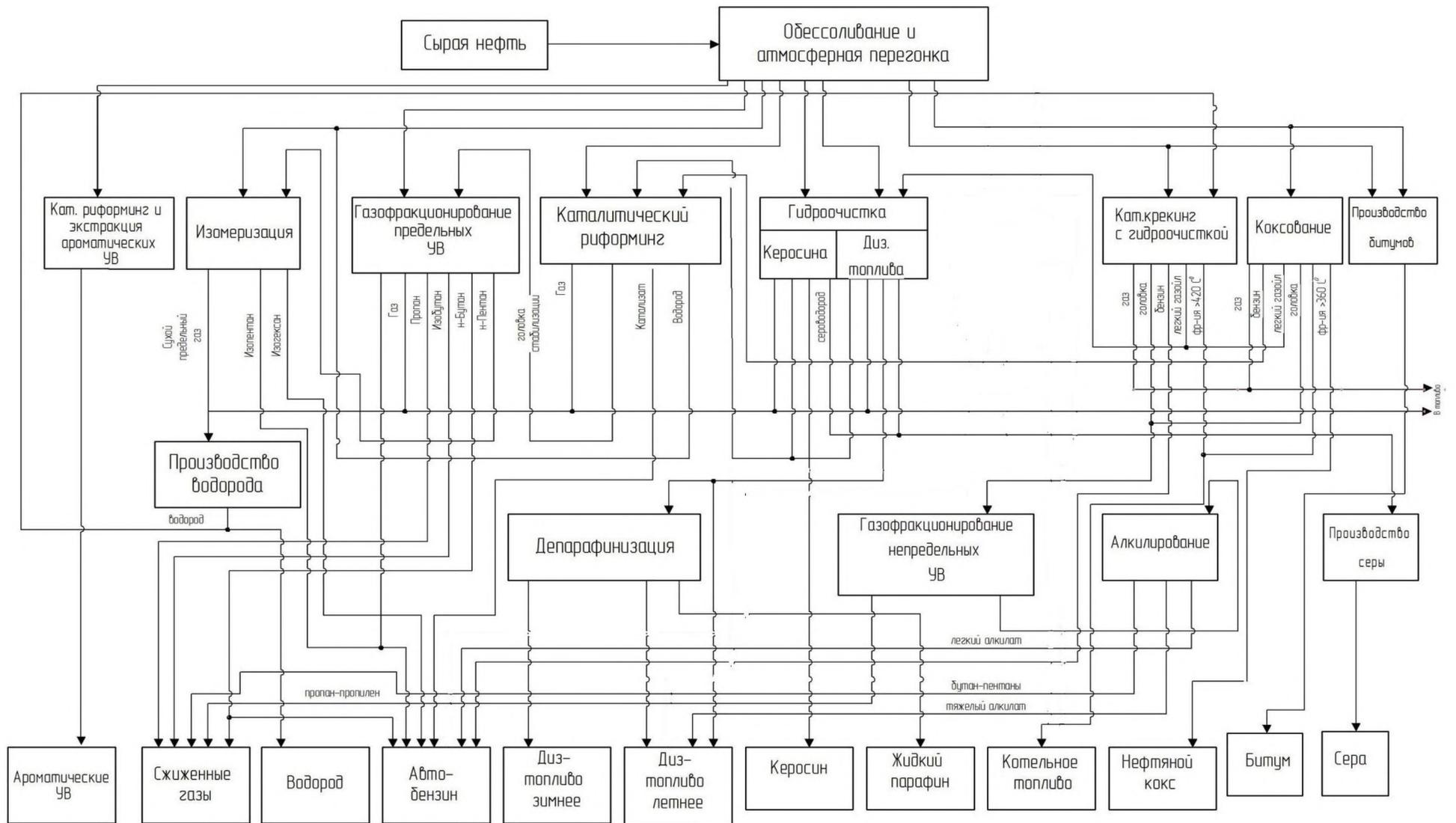


Рисунок 2.2.1 - Поточная схема нефтеперерабатывающего завода

2.3 Характеристика установок по переработке нефти

2.3.1 Электрообессоливающая установка

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

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

Часть воды в поступающих на НПЗ нефтях находится в виде эмульсии, образованной капельками воды. На поверхности капелек из нефтяной среды адсорбируются смолистые вещества, асфальтены, органические кислоты и их соли, растворимые в нефти. С течением времени толщина адсорбционной пленки увеличивается, возрастает ее механическая прочность, происходит старение эмульсии. Для предотвращения этого явления на многих промыслах в нефть вводят деэмульгаторы. Наиболее стойкие мелкодисперсные нефтяные эмульсии разрушаются с помощью электрического тока. При воздействии электрического поля капельки воды, находящиеся в неполярной жидкости, поляризуются вытягиваются в эллипсы с противоположно заряженными концами и притягиваются друг к другу. При сближении капелек силы притяжения возрастают до величины, позволяющей сдавить и разорвать разделяющую их пленку. На практике используют переменный электрический ток частотой 50 Гц и напряжением 25—35 кВ.

Обессоливание нефти осуществляется в электродегидраторах по двухступенчатой схеме. Охлаждение стоков ЭЛОУ осуществляется в воздушных холодильниках до 60°С, а обессоленная и обезвоженная нефть поступает на атмосферную перегонку.

2.3.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

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

- предварительного нагрева нефти в теплообменниках;
- электрообессоливания и обезвоживания нефти;
- последующего нагрева в теплообменниках;
- отбензинивания нефти (колонна повышенного давления с нагревательной печью);

- атмосферная колонна (с нагревательной печью и отпарными колоннами);
- фракционирование мазута под вакуумом (с нагревательной печью, отпарными колоннами и системой создания вакуума);
- стабилизации и вторичной перегонки бензина на узкие фракции.

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

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

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

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

Бензиновая фракция с верха колонн К-101, К-102 поступает на стабилизацию. С верха стабилизационной колонны нестабильная головка направляется на газофракционирование, стабильный бензин – фракция 85-180°C является сырьем риформинга.

2.3.3 Установка риформинга

Установка предназначена для переработки прямогонной фракции 85-180°C, получаемой на АВТ. А также фракции 62—85°C, 85—115°C и 115—150°C для получения бензола, толуола и ксилолов соответственно.

Основным оборудованием установки являются: печи, реактора, отпарная и стабилизационная колонны, теплообменная аппаратура, насосы, котел-утилизатор.

Основные продукты, получаемые на установке:

- тяжелый риформат с октановым числом 92 - 95 пунктов по исследовательскому методу, используемый как основной компонент для приготовления товарных бензинов;
- легкий риформат, используемая для приготовления автомобильных бензинов.

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

Установка состоит из двух блоков:

- предгидроочистка бензиновой фракции 85-180°C;

- каталитический риформинг гидроочищенной фракции.

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

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

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

2.3.4 Установка гидроочистки

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

Гидроочистка дизельного топлива производится от сернистых соединений на катализаторе гидроочистки в реакторах под давлением водорода. В процессе гидроочистки одновременно с реакциями сернистых, азотных и кислородных соединений протекают многочисленные реакции углеводородов: изомеризация парафиновых и нафтеновых, насыщение непредельных, гидрокрекинг, гидрирование ароматических углеводородов и др.

2.3.5 Установка депарафинизации

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.

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

Стадии процесса:

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

2.3.6 Газофракционирующая установка

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

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

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

Установка состоит из блоков:

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

На установку поступает газ, он подается на сжатие компрессором ЦК- 11 охлаждается и, после каждой ступени конденсации, разделенный в сепараторах на газ и жидкость, смешивается с головками стабилизации установок первичной перегонки, риформингов, гидрокрекинга, подается на блок ректификации.

В К-1 удаляют метан, этан (с верха колонны), деэтанализованный продукт поступает в К-2 (депропанатор), далее в К-3 (дебутанизатор), В К-4

разделяют изо-бутан и нормальный бутан, а остаток подается в К-5 на разделение смеси пентанов и фракции С6 и выше. В К-6 происходит разделение пентана и изопентана.

Технологический режим

К-1 : Т-27-112 °С, Р-2,6 МПа, К-2 : Т-66-150 °С, Р-1,2 МПа,

К-3 : Т-60-112 °С, Р-2,1 МПа, К-4 : Т-62-83 °С, Р-1,1 МПа,

К-5 : Т-77-123 °С, Р-0,3 МПа, К-6 : Т-79-98 °С, Р-0,35 МПа.

2.3.7 Установка производства битумов

Производство битумов ведется путем окисления гудрона воздухом при высокой температуре.

Сырьем служит остаток вакуумной перегонки - гудрон, фракция 350-500°С.

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

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

Стадии процесса:

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

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

2.3.8 Установка каталитического крекинга

Целевым назначением процесса является получение высокооктанового бензина. 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 300 до 500°C.

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 иметь определенный гранулометрический состав, развитую поверхность, высокие пористость и механическую прочность.

Выходы продуктов каталитического крекинга и их качество весьма существенно зависят от природы сырья — содержания в нем ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов.

2.3.9 Установка коксования

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

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

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

Кокс из камер выгружается гидравлическим способом — посредством гидрорезаков с использованием воды давлением 10—15 МПа.

2.3.10 Установка газодифракционирования непредельных газов

Процесс предназначен для переработки коксового газа, состоящего преимущественно из водорода и метана. Технология принципиально не

отличается от ГФУ предельных газов, разница – только в количестве стадий, которых в этом процессе три (против шести – в первом случае).

В первой колонне происходит удаление легких газов (метан, этан). На второй стадии происходит отделение сверху колонны пропан-пропиленовой фракции (ППФ), которая в дальнейшем может использоваться в качестве сырья в нефтехимическом производстве. На третьей стадии отделяется бутан-бутиленовая фракция (ББФ), применяемая в процессе алкилирования для получения компонентов высокооктанового бензина. Остатком является газовый бензин, содержащий фракции C_5 и выше.

2.3.11 Установка алкилирования

Установка сернокислотного алкилирования изобутана бутиленами предназначена для алкилирования изобутана бутиленами в присутствии серной кислоты. Сырьем процесса служит бутан-бутиленовая фракция с газодиффундирующей установкой, в которой массовое соотношение изобутана к бутиленам составляет не менее 1,1 : 1. Сырьем может быть также смесь пропилена, бутиленов и амиленов с изобутом.

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 — и колонны для вторичной перегонки, где разделяется смесь алкилатов.

2.3.12 Установка производства серы

На нефтеперерабатывающих заводах серу получают из технического сероводорода. На отечественных НПЗ сероводород в основном выделяют с помощью 15%-го водного раствора моноэтаноламина (МЭА) из соответствующих потоков с установок гидроочистки и гидрокрекинга. Блоки регенерации сероводорода из насыщенных растворов МЭА монтируют на установках гидроочистки ДТ, керосина или бензина, гидрокрекинга, или непосредственно на установках производства серы, куда собирают растворы МЭА, содержащие сероводород, с большой группы установок. Регенерированный моноэтаноламин возвращается на установки гидроочистки, где вновь используется для извлечения сероводорода.

Процесс термического окисления протекает в основной топке, смонтированной в одном агрегате с котлом-утилизатором. Смешение и нагрев сероводорода и диоксида серы осуществляется во вспомогательных топках.

Основные стадии процесса производства серы из технического сероводорода:

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

Получаемая жидкая сера стекает в подземное хранилище, откуда ее впоследствии откачивают насосом на открытый склад комовой серы, где она застывает и хранится до погрузки в железнодорожные вагоны. Иногда жидкую серу пропускают через специальный барабан, на котором в результате быстрого охлаждения получают чешуйчатую серу, затем ее сливают в вагоны.

2.3.13 Установка для производства технического водорода

Назначение установки – производство водорода для процессов переработки нефти. 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, конверсию, удаление из продуктов оксидов углерода.

В промышленности получают технический водород с содержанием водорода 95-98% (об.). Производство водорода меньшей концентрации приводит к его повышенному расходу на установке гидрокрекинга, а большей концентрации – требует значительных экономических затрат и нерентабельно.

Доочистку сырья водородных установок могут проводить тремя типами процессами: моноэтаноламином от сероводорода, одностадийное поглощение соединений серы поглотителем на основе оксида цинка и двухступенчатая схема извлечения соединений серы, включающая деструктивное гидрирование

сернистых соединений с последующим поглощением сероводорода на оксиде цинка.

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

Спецификой работы установки, требующей строжайшего соблюдения правил безопасности и правил эксплуатации аппаратов, является применение взрывоопасных и токсичных веществ. Установка паровой каталитической конверсии углеводородов для производства водорода часто является составной частью установки гидрокрекинга; ее строительство обходится примерно в 25-30% стоимости установки гидрокрекинга.

2.4 Материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Составляем схему материальных потоков предприятия, в которой указываются все установки производства.

В таблице 2.4.1 представлен материальный баланс нефтеперерабатывающего завода по топливному профилю с глубокой переработкой нефти.

Таблица 2.4.1 - Материальный баланс НПЗ по топливному варианту переработки.

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	Млн тонн/год
1	2	3	4
1 Обессоливание нефти			
Поступило:			
Нефть сырая	101	101	5,2363
Получено:			
Нефть обессоленная	100	100	5,1845
Вода и соли	1	1	0,0518
Всего:	101	101	5,2363
2 Атмосферно-вакуумная перегонка			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100	100	5,1845
Получено:			
Газ и головка стабилизации	4	4	0,2074
Фракция н.к. -62°C	4,2	4,2	0,2177
62-85°C	4,3	4,3	0,2229
85-105°C	4	4	0,2074
105-140°C	7,3	7,3	0,3785
140-180°C	10,4	10,4	0,5392
180-230°C	11,7	11,7	0,6066
230-350°C	22,1	22,1	1,1458

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4
350-500°C	16	16	0,8295
Гудрон	15,3	15,3	0,7932
Потери	0,7	0,7	0,0363
Всего:	100	100	5,1845
3 Кат риформинг и экстракция ароматических углеводородов			
Поступило:			
Фракция 62-85°C	74,1379	4,3	0,2229
85-105°C	25,8621	1,5	0,0778
Всего:	100	5,8	0,3007
Получено:			
Бензол	11,8	0,6844	0,0355
Толуол	11,9	0,6902	0,0358
Сольвент	3	0,174	0,0090
Рафинат	56	3,248	0,1684
ВСГ	5	0,29	0,0150
Головка стабилизации	5	0,29	0,0150
Газ	6	0,348	0,0180
Потери	1,3	0,0754	0,0039
Всего:	100	5,8	0,3007
4 Кат риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	14,0672	2,5	0,1296
105-140°C	41,0761	7,3	0,3785
140-180°C	41,0761	7,3	0,3785
Бензины-отгоны гидроочистки	3,7807	0,6719	0,0348
Всего:	100	17,7719	0,9214
Получено:			
Катализат	83	14,7507	0,7647
ВСГ	5	0,8886	0,0461
(В т.ч. Водород)	-1,1	-0,1955	-0,0101
Головка стабилизации	5	0,8886	0,0461
Газ	6	1,0663	0,0553
Потери	1	0,1777	0,0092
Всего:	100	17,7719	0,9214
5 Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°C	34,0659	3,1	0,1607
180-230°C	65,9341	6	0,3111
ВСГ	1,2	0,1092	0,0057
(В т.ч. Водород)	-0,3	-0,0273	-0,0014
Всего:	101,2	9,2092	0,4775
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,2	8,8452	0,4586

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4
Бензин-отгон	1,5	0,1365	0,0071
Сероводород	0,1	0,0091	0,0005
Газ	2	0,182	0,0094
Потери	0,4	0,0364	0,0019
Всего:	101,2	9,2092	0,4775
6 Гидроочистка дизельных фракций			
Поступило:			
Фракция 180-230	18,4759	5,7	0,2955
230-350	71,6346	22,1	1,1458
Легкий газойль коксования	9,8895	3,051	0,1582
ВСГ	1,7	0,5245	0,0272
(В т.ч. Водород)	-0,4	-0,1234	-0,0064
Всего:	101,7	31,3755	1,6267
Получено:			
Гидроочищенное ДТ	97,1	29,9564	1,5531
Бензин-отгон	1,1	0,3394	0,0176
Сероводород	0,8	0,2468	0,0128
Газ	2,3	0,7096	0,0368
Потери	0,4	0,1234	0,0064
Всего:	101,7	31,3755	1,6267
7 Адсорбционная депарафинизация ДТ			
Поступило:			
Гидроочищенное ДТ	100	9,9564	0,5162
Водород	1	0,0996	0,0052
Всего:	101	10,0560	0,5214
Получено:			
ДТ зимнее	80,3	7,995	0,4145
Промежуточная фракция	9,1	0,906	0,0470
Парафин жидкий	11,2	1,115	0,0578
Потери	0,4	0,040	0,0021
Всего:	101	10,056	0,5214
8 Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	77,2410	4	0,2074
Головка кат. риформинга	22,7590	1,1786	0,0611
Всего:	100	5,1786	0,2685
Получено:			
Пропан	21,6	1,1186	0,0580
Изобутан	16,1	0,8338	0,0432
н-Бутан	33	1,7089	0,0886
Изопентан	8,6	0,4454	0,0231
н-Пентан	11	0,5696	0,0295
Газовый бензин	1,8	0,0932	0,0048
Газ	6,5	0,3366	0,0175

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4
Потери	1,4	0,0725	0,0038
Всего:	100	5,1786	0,2685
9 Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к. -62°C	88,0577	4,2	0,2177
Пентан с ГФУ	11,9423	0,5696	0,0295
ВСГ	1,1	0,0525	0,0027
(В т.ч. Водород)	-0,2	-0,0095	-0,0005
Всего:	101,1	4,8221	0,25
Получено:			
Изопентан	69,8	3,3292	0,1726
Изогексан	26,3	1,2544	0,0650
Газ	4	0,1908	0,0099
Потери	1	0,0477	0,0025
Всего:	101,1	4,8221	0,25
10 Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	66,6667	4	0,2074
Фракция 350-500°C	33,3333	2	0,1037
ПАВ	3	0,18	0,0093
Всего:	103	6,18	0,3204
Получено:			
Битумы дорожные	72,7	4,362	0,2261
строительные	26,4	1,584	0,0821
Отгон	1,3	0,078	0,0040
Газы окисления	1,6	0,096	0,0050
Потери	1	0,06	0,0031
Всего:	103	6,18	0,3204
11 Кат крекинг с блоком предварительной гидроочистки сырья			
Блок гидроочистки			
Поступило:			
Фракция 350-500°C	100	14	0,7258
Водород с водородной установки	1,5	0,21	0,0109
Всего:	101,5	14,21	0,7367
Получено:			
Гидроочищенный вакуумный дистиллят	94,8	13,272	0,6881
Бензин-отгон	1,4	0,196	0,0102
Сероводород	2,3	0,322	0,0167
Газ	2	0,280	0,0145
Потери	1	0,140	0,0073
Всего:	101,5	14,21	0,7367
Блок кат крекинга			
Поступило:			

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4
Гидроочищенный вакуумный дистиллят	100	13,272	0,6881
Получено			
Газ и головка стабилизации	16	2,124	0,1101
Бензин	50	6,636	0,3440
Легкий газойль (фракция 180-280°C)	10	1,327	0,0688
Тяжелый газойль (фракция 280-420°C)	10	1,327	0,0688
Фракция > 420°C	10,4	1,380	0,0716
Кокс выжигаемый и потери	3,6	0,478	0,0248
Всего:	100	13,272	0,6881
12 Коксование			
Поступило:			
Гудрон	100	11,3	0,5858
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,6	0,972	0,0504
Бензин	13	1,469	0,0762
Легкий газойль	27	3,051	0,1582
Тяжелый газойль	24,4	2,757	0,1429
Кокс	24	2,712	0,1406
Потери	3	0,339	0,0176
Всего:	100	11,3	0,5858
13 Газофракционирование непредельных газов			
Поступило:			
Газ и головка кат. крекинга	68,6047	2,124	0,1101
Газ и головка коксования	31,3953	0,972	0,0504
Всего:	100	3,096	0,1605
Получено:			
Пропан-пропиленовая фракция	24	0,743	0,0385
Бутан-бутиленовая фракция	33	1,022	0,0530
Газовый бензин (C5 и выше)	6,5	0,201	0,0104
Газ	33,5	1,037	0,0538
Потери	3	0,093	0,0048
Всего:	100	3,096	0,1605
14 Алкилирование			
Поступило:			
Бутан-бутиленовая фракция	100	1,022	0,0530
(В т.ч. изобутан)	40	0,4088	0,0212
Всего:	100	1,022	0,0530
Получено			
Легкий алкилат	77,1	0,7880	0,0409
Тяжелый алкилат	3,1	0,0317	0,0016
Пропан	1,9	0,0194	0,0010
Бутан-пентаны	14,9	0,1523	0,0079
Потери	3	0,0307	0,0016

Окончание таблицы 2.4.1

1	2	3	4
Всего:	100	1,022	0,0530
15 Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100	0,5779	0,0300
Всего:	100	0,5779	0,0300
Получено:			
Сера элементная	97	0,5606	0,0291
Потери	3	0,0173	0,0009
Всего:	100	0,5779	0,0300
16 Производство водорода			
Поступило:			
Сухой газ	32,7	0,3782	0,0196
Химочищенная вода (на реакцию)	67,3	0,7784	0,0404
Всего:	100	1,1566	0,0600
Получено:			
Водород технический	18,2	0,2105	0,0109
Двуокись углерода	77,8	0,8998	0,0467
Потери	4	0,0463	0,0024
Всего:	100	1,1566	0,0600

В таблице 2.4.2 представлен сводный материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Таблица 2.4.2 - Сводный материальный баланс НПЗ

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Млн тонн/год
1	2	3
Поступило:		
Нефть обессоленная	100	5,1845
ПАВ на производство битума	0,18	0,0093
Вода на производство водорода	0,6985	0,0362
Всего	100,8785	5,2300
Получено		
Автомобильный бензин	32,4403	1,6819
катализат риформинга	14,7507	0,7648
алкилат легкий	0,788	0,0409
рафинат от производства ароматических углеводородов	3,248	0,1684
бензин каталитического крекинга	6,636	0,3440
изопентан	3	0,1555
изогексан	1,2544	0,0650
газовые бензины	0,2942	0,0153
бензин коксования	1,469	0,0762

Окончание таблицы 2.4.2

1	2	3
Бутан	1	0,0518
Керосин гидроочищенный	8,8452	0,4586
Дизельное топливо летнее	22,2647	1,1543
гидроочищенное топливо	20	1,0369
легкий газойль каталитического крекинга	1,327	0,0688
тяжелый алкилат	0,0317	0,0016
промежуточная фракция депарафинизации	0,906	0,0470
Дизельное топливо зимнее	7,995	0,4145
Ароматические углеводороды	1,5486	0,0803
бензол	0,6844	0,0355
толуол	0,6902	0,0358
сольвент	0,174	0,0090
Сжиженные газы	3,581	0,1857
пропан	1,1186	0,0580
изо-бутан	0,8338	0,0432
н-бутан	0,7089	0,0368
пропан-пропиленовая фракция	0,748	0,0388
пропан и бутан-пентаны алкилирования	0,1717	0,0089
Изопентан	0,7746	0,0402
Жидкий парафин	1,115	0,0578
Кокс нефтяной	2,712	0,1406
Битумы дорожные и строительные	5,946	0,3083
Сырье для получения технического углерода - фракция 280-420	1,327	0,0688
Котельное топливо	4,215	0,2185
тяжелый газойль коксования	2,757	0,1429
фракция выше 420 °С каталитического крекинга	1,38	0,0715
отгоны производства битумов	0,078	0,0040
Сера элементная	0,5606	0,0291
Топливный газ	4,1503	0,2152
Диоксид углерода	0,8075	0,0419
Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,574	0,0298
Потери безвозвратные	1,9994	0,1037
Всего	100,8562	5,2289

2.5 Описание технологического процесса

2.5.1 Характеристика сырья и продуктов установки

Характеристика исходного сырья и основной изготавливаемой продукции представлена в таблице 2.5.1.1.

Таблица 2.5.1.1 - Характеристика сырья и продуктов установки

Наименование сырья и готовой продукции	Показатели качества, подлежащие проверке	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения готовой продукции
1	2	3	4
1 Сырье			
Газовый бензин. Фракция C ₅₊	Плотность при 20°C, кг/м ³	не более 670	Сырье колонны деизопентанизации
	Углеводородный состав, % масс., содержание:		
	C ₁ – C ₃	отс.	
	∑ изобутана и н-бутана, не более	3,0	
	∑ изопентана и н-пентана	не нормир.	
	∑ C ₆ и выше, не более	56	
Фракционный состав			
- температура НК, °C, не ниже	32		
Содержание мех.примесей	отс.		
Содержание не более:			
-серы, ppm масс.	50		
-азота, ppm масс.	0,5		
-растворенной влаги, ppm масс.	50		
-сероводорода	отс.		
Боковой погон (бензиновая фракция 35-110)	Углеводородный состав, % масс., содержание:		Компонент сырья блока предварительной гидроочистки
	- парафиновых, не менее	55	
	- ∑ нафтеновых, не более	35	
	-∑ароматических, не более	2,0	
	Фракционный состав, °C		
	НК, не ниже	35	
10 % перегоняет-ся, не выше	70		
50% перегоняет-ся, не выше	80		
90% перегоняет-ся, не выше	90		
КК, не выше	120		
Риформат колонны риформинга	Плотность при 20°C, кг/м ³ , не более	710	Компонент сырья блока изомеризации
	Углеводородный состав, % об., содержание:		
	-ароматических, не более,	40	
	в т.ч. бензола, не более	25	
	-остаточных нафтеновых, до	7	
	-парафиновых, до	90	
в том числе изопарафиновых	60		
-олефинов	0 - 1,5		
Содержание хлора (органич.), ppm, не более	1,0		
Октановое число, ММ, не менее	70		
Фракционный состав, °C:			
НК, не ниже	26/35		

Продолжение таблицы 2.5.1.1

1	2	3	4
	50% перегоняет-ся, не выше КК, не выше	90 135	
Свежий ВСГ	Плотность, кг/м ³	0,2 – 0,4	
	Углеводородный состав, %об., в т.ч. водород	76 - 90	
	Содержание, ppm об.: - HCl, до очистки после очистки	0 – 5 отс.	
	- Вода, до осушки после осушки - H ₂ S - Азот	20-35 до 0,1 до 1 до 1	
2 Готовая продукция (основная)			
Изомеризат	Плотность, кг/м ³	618-650	Компонент товарного бензина
	Состав, %масс.: изобутан н-бутан изопентан н-пентан циклопентан 2,2-диметилбутан 2,3-диметилбутан 2-метилпентан 3-метилпентан н-гексан метилциклопентан	не нормир.	
	Октановое число, ИМ, не менее ММ, не менее	87 86	
	Давление паров по Рейду, МПа	до 0,1	
Изопентановая фракция	Плотность, кг/м ³	590-620	Компонент товарного бензина
	Состав, %масс.: н-бутан изопентан, не менее н-пентан	не реглам. 87/80 не реглам.	
	Октановое число, ИМ, не менее	90/87	
Фракция C ₇₊	Плотность, кг/м ³ не менее	725	Компонент товарного бензина
	Углеводородный состав, %масс.: -гексаны -гептаны	не нормир.	
	Октановое число, ИМ ММ	не нормир.	

Окончание таблицы 2.5.1.1

1	2	3	4
	Давление паров по Рейду, МПа	0.017	
Деизопентановая фракция	Плотность при 20°C, кг/м ³	640-660	Внутренний поток установки
	Углеводородный состав, % масс., содержание:		
	-изопентана, не более	5,0	
	- суммы пентанов, не более	30	
	- суммы гексанов, не менее	40	
	- суммы гептанов, не более	3,0	
	Содержание, ppm масс.:		
	-серы, не более	50	
	-азота, не более	3,5	
	-хлоридов, не более	6,0	
	Октановое число, ИМ	не реглам.	

2.5.2 Теоретические основы процесса изомеризации

Изомеризация приводит к получению соединения с иным расположением атомов или групп, но при этом не происходит изменение состава и молекулярной массы соединения. В литературе изомеризацию часто называют перегруппировкой, в некоторых случаях, в соответствии с традицией, это именные реакции (процессы изомеризации).

Процесс изомеризации направлен на получение высокооктановых компонентов товарного бензина из низкооктановых фракций нефти путем структурного изменения углеродного скелета.

Технологический процесс Пенекс компании UOP специально разработан для непрерывной каталитической изомеризации пентанов, гексанов и их смесей. Реакции протекают в атмосфере водорода, над стационарным слоем катализатора и при таких рабочих условиях, которые промотируют реакции изомеризации и сводят к минимуму реакции гидрокрекинга.

Процесс прост в конструктивном исполнении и в эксплуатации и обладает надежными рабочими характеристиками, что позволяет использовать минимум рабочего персонала и диспетчеров. Условия эксплуатации не жесткие, что характеризуется умеренными рабочими давлениями (3-6 МПа), низкими температурами (115-150 °С), высокой объемной скоростью подачи сырья на единицу объема катализатора (1-2 ч⁻¹) и низким парциальным давлением водорода.

Кроме обычной гидроочистки, для технологического процесса Пенекс не требуется ни специальной предварительной подготовки сырья, ни особо четкого или дорогостоящего предварительного фракционирования для удаления циклических соединений C₆ или C₇ и более тяжелых. Процесс «Пенекс» обеспечивает для НПЗ большую гибкость в выборе сырья как на стадии проектирования, так и после того, как установка построена, что очень важно, поскольку технологическая схема всего НПЗ меняется с изменением ситуации на рынке. Это может потребовать изменения состава сырья установки

изомеризации для достижения оптимальных результатов работы всего НПЗ.

Центральной частью установки «Пенекс» является реакторный блок, конструктивное решение и функционирование которого остаются по существу одними и теми же, независимо от каких-либо технологических схем рециркуляции, которые могут использоваться. Основными элементами реакторного блока являются осушители жидкого сырья и свежего водородсодержащего газа (ВСГ), реакторы и относящиеся к ним нагреватели и теплообменники, компрессоры свежего и рециркулируемого водородсодержащего газа и колонна стабилизации продуктов. В системе «Пенекс» обычно используется два последовательно соединенных реактора с одинаковым распределением всей загрузки катализатора между аппаратами.

Изомеризованная легкая нефтя имеет максимальное значение ИОЧ без ТЭС равное примерно 84,0 пунктам при работе установки без рециркуляции углеводородов и 91,5 пункт при использовании рециркуляции. На типовой установке изомеризации нефти продуктовый изомеризат направляется непосредственно на смешение бензинов. Однако этот продукт может иметь значительное содержание изомеров C_6 , а именно, 2-метилпентана, 3-метилпентана и н-гексана, которые можно рециркулировать обратно на установку изомеризации для дальнейшей переработки и изомеризации в компоненты C_6 с более высоким октановым числом.

Блок деизогексанизации служит в основном для отделения C_5 , 2,2-диметилбутана и 2,3- диметилбутана от других изомеров C_6 и более тяжелых компонентов, содержащихся в изомеризате. Достоинства применения колонны деизогексанизации заключаются в том, что колонна обеспечивает дальнейшее облагораживание продукта с повышением ИОЧ без ТЭС до 88,0 -90,0 пунктов. Дополнительные достоинства применения колонны деизогексанизации (ДИГ) становятся очевидны при снижении соотношения компонентов C_5/C_6 в свежем сырье, поскольку н- C_5 не возвращается в реакторный блок на дальнейшую изомеризацию [3].

Верхний продукт колонны деизогексанизации, содержащий в основном фракцию C_5 и диметилбутаны, поступает в резервуарный парк на смешение бензинов. Кубовый продукт в небольшом количестве направляется в парк вместе с верхним продуктом колонны ДИГ. Отвод кубового продукта необходим, чтобы исключить накопление тяжелых компонентов в сырье реакторного блока.

Боковой погон, состоящий в основном из метилпентанов, некоторой части диметилбутанов и н- C_6 , возвращается на изомеризацию в точке на входе в реакторы.

При правильном регулировании режима работы колонны деизогексанизации и максимальной изомеризации фракции н- C_5 в реакторном блоке достигается максимальное октановое число товарного изомеризата.

2.5.3 Основные химические реакции

Реакции изомеризации парафиновых углеводородов, которые протекают на установке «Пенекс», показаны на рисунке 2.5.3.1 [12].

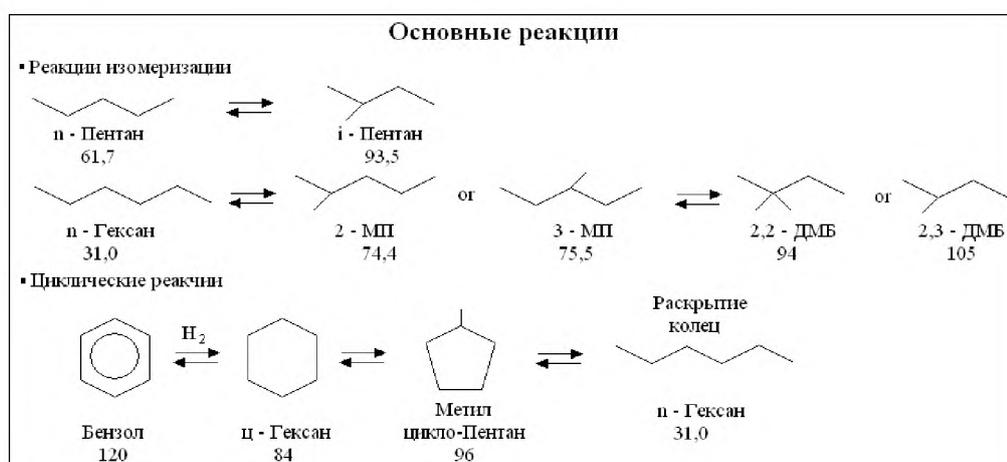


Рисунок 2.5.3.1 – Основные реакции изомеризации

2.5.4 Характеристика процесса

Реакции процесса изомеризации «Пенекс» происходят при следующих режимах:

- температура на входе в реакторы, °С 132 -199;
- давление на выходе из второго реактора, МПа - 2,9 - 3,2;
- объемная скорость – объем подаваемого сырья в час на объем катализатора - 1-2 час⁻¹;
- мольное соотношение водород : сырье (H₂ : HC) = 1-2:1;
- кратность циркуляции водородсодержащего газа м³/м³ сырья – не менее 300.

Процесс изомеризации протекает на катализаторе I-82 на основе хлорированной окиси алюминия, содержащем платину.

2.5.5 Катализаторы процесса

Процесс изомеризации протекает на катализаторе I-82 на основе хлорированной окиси алюминия, содержащем платину. При использовании этого катализатора в однопроходном процессе «PENEX» октановое число типовой легкой нефти может быть увеличено приблизительно с 65 до 84 Очи (82 Очм). Продукт с более высоким октановым числом — до 93 Очи (91 Очм) может быть получен при использовании данного катализатора в схеме процесса «PENEX» с рециркуляцией углеводородов. Хлорированные глиноземные катализаторы обеспечивают наиболее высокие выхода фр.С₅+ по сравнению с любыми другими промышленными катализаторами благодаря высокой селективности и низким рабочим температурам.

Активность хлорированных окисноалюминиевых катализаторов изомеризации зависит от плотности расположения кислотных центров. Катализаторы с большей удельной поверхностью отличаются более высоким содержанием хлорида, более высокой плотностью расположения кислотных центров и, следовательно, более высокой активностью. I-8 является стандартным катализатором, используемым на большинстве установок изомеризации парафинов. I-82 - новый катализатор, отличается наибольшей удельной поверхностью и содержанием хлоридов среди всех катализаторов изомеризации и, следовательно, имеет наивысшие плотность расположения кислотных центров и активность. Катализатор I-82 в настоящее время используется на 10 установках изомеризации фр.С₅ – С₆ и на 2 установках изомеризации фр. С₄.

Использование высокоактивных катализаторов позволяет получить два важных преимущества:

- более высокие октановые характеристики продуктов;
- более продолжительные сроки службы катализатора.

При использовании катализатора I-82 можно добиться следующего повышения октанового числа продукта (при условии равных объемов загрузки катализаторов):

- (+1,0) ОЧИ, без ТЭС, для установки «PENEX» без рециркуляции водорода;
- (+0,7) ОЧИ для установки Пенекс/ДИГ.

Увеличение срока службы катализатора более подробно рассматривается ниже.

Катализатор процесса «PENEX» продемонстрировал крайне низкую тенденцию к коксообразованию. Этот катализатор при условии надлежащей очистки сырья он может работать неограниченное время без сколько-нибудь значительных потерь активности. Срок службы катализатора обычно ограничивается из-за постепенного или периодического проникновения в сырье примесей, обычно кислородсодержащих. Средний срок службы катализатора в процессе «PENEX» составляет 6,5 лет и каждый год возрастает. Это достигается без каких-либо регенераций или реактиваций. Более высокая плотность расположения кислотных центров, характерная для I-82, обеспечивает повышение срока службы катализатора по сравнению с катализатором I-8 или с катализаторами, поставляемыми конкурентами. UOP предполагает, что срок службы катализатора I-82 по сравнению с I-8 увеличивается на 30-40%. Однако, наилучшим способом обеспечить продолжительный срок службы катализатора является надлежащая очистка сырья и правильная эксплуатация осушителей на молекулярных ситах. Катализаторы изомеризации UOP обеспечивают непревзойденную устойчивость к вредному воздействию углеводородов С₇+ и соединений серы, поступающих в реакторы. Часть компонентов С₇+ подвергается крекингу с получением сжиженных газов. Эти компоненты не приводят к возникновению кокса в реакторах.

Не смотря на то, что сера является необратимым ядом для всех платиновых катализаторов, катализаторы изомеризации УОР отличаются проверенной способностью восстанавливать свою работоспособность после случаев повышения содержания серы в сырье. Катализаторы УОР восстанавливаются после незначительного загрязнения сырья серой, как только будет удалена сера из сырья [2].

2.5.6 Влияние основных параметров процесса на выход и качество продуктов

2.5.6.1 Влияние температуры

Температура ввода газосырьевой смеси в реакторы является основным регулирующим параметром процесса.

Существует определенный верхний предел для количества изопарафинов, которое может находиться в продуктах реактора при любой заданной температуре на выходе из реактора. Это равновесная величина, которая диктуется законами термодинамики и может быть достигнута только через бесконечно большой период времени, то есть в бесконечно большом реакторе. Поэтому на практике концентрация изопарафинов в продукте будет ниже их равновесной концентрации. При увеличении температуры в реакторе с целью увеличения глубины реакций изомеризации состав продуктов должен сильнее приближаться к равновесному составу. В действительности при чрезмерно высоких температурах концентрация парафинов в продукте будет снижаться из-за смещения вниз на равновесной кривой, несмотря на то, что при более высокой температуре реакции протекают с более высокой интенсивностью.

Использование более высоких температур, чем это необходимо для целесообразной степени приближения к равновесию, не приведет ни к чему другому, кроме увеличения интенсивности гидрокрекинга.

Чрезмерное повышение температур может привести к увеличению скорости отложения кокса на катализаторе. Однако предрасположенность катализатора к образованию кокса по существу настолько низка, что обычно до того, как возникают проблемы с образованием кокса, сталкиваются с чрезмерным гидрокрекингом.

На установке «Пенекс» имеются два соединенных последовательно реактора, в которых предусмотрено независимое регулирование температуры. В системе первого реактора протекает большая часть реакций изомеризации, подвергается гидрированию весь содержащийся в сырье бензол, происходит конверсия с разрывом колец некоторого количества циклогексана и метилциклопентана с образованием гексанов, а также частично реакции гидрокрекинга углеводородов C_7 с образованием углеводородов C_3 и C_4 . Эти три реакции (гидрирование бензола, разрыв колец нафтеновых углеводородов с образованием гексанов и гидрокрекинг углеводородов C_7) экзотермичны и при переработке типового сырья они вносят большой вклад в рост температуры в

первом реакторе, чем реакции изомеризации парафиновых углеводородов, которые также экзотермичны.

Обычно система первого реактора будет работать при таких температурах, при которых обеспечивается увеличение до максимума содержания изопентана и 2,2 диметилбутана в выходящем из реактора потоке. Достижимые концентрации и требуемая температура на выходе из реактора будут зависеть от имеющегося количества активного катализатора и от количества циклических углеводородов C_6 и углеводородов C_7 и более тяжелых, содержащихся в сырье. Чем выше концентрация таких компонентов в сырье, тем более высокие температуры требуются. При использовании такой методики требуемая рабочая температура в системе второго реактора снижается, и она может работать при условиях, которые больше способствуют достижению равновесия.

Хотя температура в системе первого реактора обычно выбирается без учета содержания изомеров в конечном кубовом продукте колонны стабилизации, существует возможность их воздействия друг на друга, которые должны учитываться для обеспечения оптимальной работы установки в целом, и количественные взаимозависимости будут изменяться по мере старения катализатора. При условии, что должен быть получен конечный продукт с таким же высоким содержанием изопентана и 2,2 диметилбутана (после оптимизации температуры во втором реакторе), первый реактор лучше эксплуатировать с более низким содержанием изопентана и 2,2 диметилбутана в продукте, поскольку это подразумевает более низкую температуру в первом реакторе и, следовательно, чуть менее интенсивное протекание реакций гидрокрекинга и соответственно более высокий выход жидких продуктов. Возникновение такой ситуации более вероятно на ранних стадиях пробега установки, когда весь катализатор свежий.

Второе взаимное воздействие может происходить при работе на сырье с высоким содержанием циклических углеводородов C_6 . Поскольку для этих продуктов характерна тенденция снижения глубины изомеризации парафинов, может быть целесообразно подавать в первый реактор сырье с более высоким содержанием циклических углеводородов C_6 , выбирая такую температуру в первом реакторе, которая позволяет регулировать количество циклических углеводородов, входящих во второй реактор.

При повышении температуры в первом реакторе в гексаны может быть конвертировано большее количество циклических углеводородов и, следовательно, увеличена степень изомеризации во втором реакторе.

2.5.6.2 Влияние давления

Давление – основной, наряду с температурой, регулируемый параметр, оказывающий существенное влияние на выход и качество продуктов изомеризации.

Установка «Пенекс» по изомеризации углеводородов C_5/C_6 обычно работает при избыточном давлении в продуктовом сепараторе до 3,15 МПа. В некоторых случаях, например, при реконструкциях других установок под процесс «Пенекс» давление в сепараторе может быть снижено до 2,1 МПа.

Метилциклопентан и циклогексан адсорбируется на катализаторе и снижают скорость протекания реакций изомеризации. Работа при более высоком давлении помогает ослабить такое влияние циклических соединений C_6 .

Снижение давления на установке или работа при чуть более низком уровне давления не окажет влияния на срок службы катализатора, но повлияет на степень изомеризации.

2.5.6.3 Влияние объёмной скорости подачи сырья

Объёмная скорость подачи сырья на катализатор определяет глубину превращения сырья и получение изомеризата заданной октановой характеристики.

Объёмной скоростью называют отношение объёма жидкого сырья, подаваемого в реактор за один час, к объёму катализатора. Объёмная скорость измеряется в m^3/m^3 час или $час^{-1}$.

Объёмная скорость оказывает влияние на качественные характеристики продукта.

Расчетная объёмная скорость для эксплуатации установки «Пенекс» при использовании в качестве сырья углеводородов C_5/C_6 составляет от 1 до 2 $час^{-1}$.

Увеличение объёмной скорости приведет к получению продукта с меньшим содержанием углеводородов изостроения.

Эксплуатация установки при низкой объёмной скорости является аварийной ситуацией. Это приведет к созданию в реакторе более жесткого технологического режима, и может произойти резкое повышение температуры в реакторе. Технологическая установка «Пенекс» ни в коем случае не должна работать при суммарной объёмной скорости ниже $0,5 час^{-1}$ (при объёмной скорости ниже $1,0 час^{-1}$ на реактор), или со скоростью подачи сырья ниже 50 % от проектной (по более высокой из этих величин).

2.5.6.4 Кратность циркуляции водородсодержащего газа

Этот параметр определяется как отношение объёма циркулирующего водородсодержащего газа (ВСГ), приведенного к нормальным условиям, к объёму сырья, проходящего через реакторы в единицу времени (nm^3/m^3).

Водород должен постоянно циркулировать по катализатору во избежание образования кокса на катализаторе.

Рециркуляция водорода осуществляется с целью регулирования величины его парциального давления и, следовательно, стабильности катализатора.

Для данной установки кратность циркуляции водородсодержащего газа составляет не менее $300 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ сырья.

Учитывая, что в циркулирующем ВСГ концентрация водорода изменяется в широких пределах – от 75 до 85 % об., а молекулярная масса сырья зависит от фракционного и химического составов, предпочтительнее пользоваться мольным отношением водород : сырьё.

2.5.6.5 Мольное соотношение «водород/углеводороды»

Мольное соотношение определяется как количество молей водорода на количество молей подаваемого в реактор сырья.

В зависимости от типа перерабатываемого сырья на установке «Пенекс» принято расчетное соотношение водород : сырьё равное 1-2 : 1.

Главной задачей поддержания этого соотношения равным расчетному или на уровне выше расчетного является поддержание в системе реакторов паровой фазы. В случае необходимости для поддержания расчетного соотношения «водород/углеводороды» нужно уменьшить скорость подачи сырья в реактор.

Режим работы при слишком низкой циркуляции водорода может привести к усилению коксообразования или неправильному распределению потока в реакторах

2.5.6.6 Промотор катализатора

Основным назначением подачи хлорида в систему изомеризации является поддержание активных кислотных центров в структуре катализатора.

Для поддержания активности катализатора необходимо подавать хлорид. Ни в коем случае установка не должна работать дольше шести часов без подачи хлорида. Каждый раз, когда наблюдается недостаток хлорида, при прочих равных условиях содержание углеводородов изостроения в продукте будет снижаться. При возобновлении подачи хлорида наблюдается тенденция восстановления активности катализатора до её предшествующего уровня, но возможно, что активность полностью не восстановится, если снижение активности катализатора не являлось результатом прекращения подачи хлорида.

Во многих хлорорганических соединениях содержатся примеси, которые могут отравлять катализатор на установке «Пенекс», поэтому на установке следует использовать только рекомендуемые UOP хлорорганические соединения.

Компания UOP рекомендует использовать четыреххлористый углерод и определенные марки тетрахлорэтилена.

2.5.6.7 Качество сырья

В качестве сырья на установке изомеризации используются пентан-гексановые фракции. Состав сырья оказывает существенное влияние на выход продукции, на эффективность действия катализатора. Для процесса «PENEX» требуется осушенное малосернистое сырьё. Ниже описаны основные составляющие (компоненты) сырья, влияющие на процесс изомеризации.

- Воздействие олефинов, циклических соединений, углеводородов C_{7+} и бутана.

Олефины. Количество и типы олефиновых углеводородов, содержащихся во фракции C_5/C_6 с установки риформинга, приемлемы, но потоки с высоким содержанием олефинов нельзя перерабатывать без предварительного гидрирования для насыщения этих компонентов. Вредное воздействие большого количества олефинов заключается в том, что они физически обволакивают катализатор после их полимеризации.

Циклические соединения. Циклические соединения адсорбируются на катализаторе, снижая количество активных центров для изомеризации парафинов.

При содержании бензола в исходном сырье более 5 %масс. требуется дополнительный запас катализатора в реакторах. Насыщенные циклические углеводороды потребляют значительное количество водорода в результате протекания экзотермической реакции, которая нежелательна для равновесия процесса изомеризации. Бензол быстро гидрируется и затем ведет себя как эквивалентное количество циклогексана. Циклогексан и другие нафтеновые углеводороды C_6 конвертируются в парафиновые углеводороды C_6 , что приводит к снижению октанового числа.

Углеводороды C_{7+} . В сырье установки «PENEX» содержание углеводородов C_7 и выше не должно быть более 3 %масс.

Парафиновые углеводороды C_{7+} легко подвергаются гидрокрекингу с образованием углеводородов C_3 и C_4 . Некоторая часть углеводородов C_{7+} , которая не подверглась гидрокрекингу, изомеризуется с получением смеси углеводородов с более низким октановым числом по сравнению с продуктами, получаемыми из углеводородов C_5 и C_6 .

Нафтеновые углеводороды C_7 оказывают такое же отрицательное воздействие, как и нафтеновые углеводороды C_6 .

Бутан. Бутан и более легкие парафины проходят через реактор без изменений, т.к. являются инертными относительно каталитической реакции. Обычно содержание бутанов не должно превышать 4 % об.

- Содержание в сырье примесей.

Сера. Присутствие в сырье серы приведёт к снижению активности катализатора. В этом случае для получения нужного соотношения продуктов необходима работа катализатора при более высокой температуре. После удаления серы, по методике удаления серы из катализатора, катализатор постепенно восстанавливает свою активность.

Необходимо также контролировать содержание в сырье примесей, являющихся ядом для катализатора.

Ядами, необратимо отравляющими катализатор, являются соединения, которые оказывают на активность катализатора необратимое вредное воздействие. Для катализатора установки «PENEX» такими соединениями являются вода, соединения азота, фториды, кислородсодержащие соединения.

Вода или другие кислородсодержащие соединения. Деактивация катализатора в результате воздействия таких соединений необратима. Примерно один килограмм кислорода в любой форме будет деактивировать 100 кг катализатора. Кислородсодержащие соединения вступают в химическую реакцию с активным хлором на катализаторе, который химически связан со структурой окиси алюминия во время производства катализатора.

Соединения азота. Эти соединения реагируют с хлоридом в катализаторе или с HCl, содержащимся в рециркулирующем газе, с образованием солей, которые могут необратимо деактивировать катализатор: заблокировать активные центры катализатора, привести к потере хлоридов или к нарушению распределения потока из-за отложения солей.

Соединения фтора. Эти соединения также являются ядом, который отравляет катализатор необратимо. Приблизительно один килограмм этого соединения будет деактивировать 100 кг катализатора.

Катализатор может противостоять воздействию лишь определенного количества этих примесей, при превышении которого катализатор необратимо деактивируется и подлежит замене.

Для сырья изомеризации установлены следующие максимально допустимые уровни содержания примесей, приведенные ниже в таблице 2.5.6.7.1.

Таблица 2.5.6.7.1 - Максимально допустимые уровни содержания примесей

Загрязняющая примесь	Предельно допустимая концентрация (масс.)
1	2
Общая сера	0,5 ppm
Общий азот	0,1 ppm
Суммарное содержание кислородсодержащих веществ	10 ppm
Вода	0,05- 0,1 ppm
Суммарное содержание хлоридов	0,5 ppm
Медь	до 20 ppb
Свинец	до 10 ppb
Мышьяк	до 1 ppb
Фториды	0,5 ppm
Бромное число	4

Наилучшей подготовкой сырья к процессу изомеризации является его гидрогенизационное облагораживание – гидроочистка. Этим процессом из состава сырья удаляются нежелательные компоненты.

2.5.7 Описание технологической схемы установки изомеризации

2.5.7.1 Предварительная гидроочистка сырья

Процесс гидроочистки основывается на реакции гидрогенизации, в результате которой органические соединения серы, кислорода и азота превращаются в углеводороды с выделением сероводорода, воды и аммиака. При этом происходит разрыв связей C – S, C – N, C – O, насыщение водородом образующихся гетероатомов и двойной связи у углеводородной части молекул сырья.

Органические соединения серы, кислорода и азота являются ядами катализатора, поэтому реакции их разрушения являются основными реакциями гидроочистки. В процессе гидроочистки одновременно с реакциями сернистых соединений протекают многочисленные реакции углеводородов. К таким реакциям относятся: изомеризация парафиновых углеводородов, насыщение непредельных углеводородов, гидрокрекинг. При повышенных температурах идут реакции частичного дегидрирования нафтенов. Металлоорганические соединения, содержащиеся в сырье, в условиях гидроочистки разрушаются, и выделяющиеся металлы практически полностью отлагаются на катализаторе.

Сырье с температурой до 45° давление 2 ÷ 3 кгс/см² поступает в сырьевую емкость V-1 через сырьевые емкости промпарка установки. Сырье от насосов P-1A,B, нагреваясь в теплообменниках E-1A,B кубовым продуктом колонны T-1 до температуры 65-85°С, поступает на 50, 54 или 58 тарелку колонны деизопентанизатора T-1, которая предназначена для выделения из пентан-гексановой фракции изопентановой фракции с содержанием изопентана не менее 35 % масс., являющейся компонентом товарного бензина. Из верхней части колонны T-1 выводятся пары изопентановой фракции. После конденсации и охлаждения в аппаратах воздушного охлаждения EA-1A,B,C полностью сконденсированная изопентановая фракция поступает в рефлюксную емкость V-2. Изопентановая фракция из емкости V-2 забирается насосом P-4A,B, с нагнетания которого балансовое количество идет на орошение колонны T-1, а заданная часть после охлаждения в водяном холодильнике E-6 выводится с установки. Тепловой баланс колонны T-1 поддерживается подачей водяного пара в кипятильник колонны E-2. Балансовое количество деизопентановой фракции из нижней части колонны T-1 с помощью насосов P-2A,B после теплообмена с сырьем колонны в теплообменниках E-1B,A и охлаждения в водяном холодильнике E-7 направляется в сырьевую емкость блока гидроочистки V-3, где происходит усреднение сырья.

Из емкости V-3 сырье направляется на прием сырьевых насосов P-5A,B. Сырьевыми насосами сырье через фильтр очистки от механических примесей F-1A,B подается в тройник смешения с водородсодержащим газом, поступающем от компрессора C-1A,B. Смесь сырья и водородсодержащего газа – газосырьевая смесь - проходит по межтрубному пространству теплообменников E-3, где нагревается обратным потоком из реактора R-1 – газопродуктовой смесью - и поступает в печь H-1, где нагревается до температуры реакции. В реакторе R-1 на катализаторе в присутствии водорода происходят реакции гидрогенизации сернистых соединений с образованием сероводорода. Давление в реакторе R-1 поддерживается не менее 3,8 МПа. После конденсации и охлаждения в аппаратах воздушного охлаждения EA-2A,B, затем в водяных холодильниках E-8 газопродуктовая смесь поступает в продуктовый сепаратор V-4.

Для разбавления кислых соединений и для растворения аммонийных солей в газопродуктовую смесь гидроочистки перед воздушным холодильником EA-2A,B подается химочищенная вода или аммиачная вода дозировочными насосами P-8A и P-7 из емкостей V-9 и V-8 соответственно. В сепараторе V-4 происходит разделение водородсодержащего газа от гидрогенизата, а также предусмотрено отделение кислой воды, которая выводится в коллектор кислой воды. Водородсодержащий газ из сепаратора V-4 возвращается к циркуляционному компрессору C-1A,B через сепаратор-отбойник V-6. В сепараторе V-6 из водородсодержащего газа выделяются унесенные жидкие углеводороды. После охлаждения в водяном холодильнике E-11 и сепарации от жидкой фазы в сепараторе V-7, водородсодержащий газ направляется на очистку от хлористого водорода в адсорбер очистки ВСГ от HCl T-3. Выделившиеся в сепараторе V-7 жидкие углеводороды периодически, по мере накопления, сбрасываются в отпарную колонну T-2 в трубопровод после теплообменника E-4.

Очищенный водородсодержащий газ из адсорбера T-3 двумя потоками направляется в блок изомеризации и блок гидроочистки в качестве свежего водородсодержащего газа. В блоке гидроочистки свежий водородсодержащий газ подается в сепаратор V-6 на прием циркуляционного компрессора C-1A,B.

Блок стабилизации гидрогенизата. Жидкая фаза с частично растворенными в ней газами - нестабильный гидрогенизат с низа сепаратора V-4 после нагрева в теплообменнике E-4 подается в отпарную колонну T-2 на 15 тарелку для выделения из гидрогенизата растворенных газов и влаги.

Из верхней части отпарной колонны T-2 выводится верхний продукт колонны, состоящий из углеводородного газа отпарки и паров орошения. После охлаждения и конденсации в аппарате воздушного охлаждения EA-3 и водяном холодильнике E-9 верхний продукт колонны поступает в рефлюксную емкость V-5. Жидкая фаза насосами P-6A,B подается на орошение в колонну T-2. Для нейтрализации кислых соединений и для растворения аммонийных солей в шлемовую трубу на выходе из колонны T-2 перед воздушным холодильником EA-3 подается химочищенная вода или аммиачная вода дозировочным насосом

P-8B и P-7 из емкостей V-9 и V-8 соответственно. При малом количестве хлористых соединений аммиачную воду подавать нецелесообразно. В отстойнике емкости V-5 происходит отделение сероводородной воды. Стабильный гидрогенизат с низа колонны T-2 направляется в межтрубное пространство теплообменников E-4, где нагревает сырье колонны, далее охлаждается в воздушном холодильнике EA-4 и водяном холодильнике E-10. К стабильному гидрогенизату подводится боковой погон риформинга и объединенный поток в качестве сырья направляется на изомеризацию.

Регенерация катализатора производится при значительном падении его активности, которая не может быть скомпенсирована изменением параметров процесса в допустимых пределах. Целью процесса регенерации является выжиг кокса и серы, отложившихся на катализаторе в процессе реакции. Регенерация проводится газовой воздушной смесью.

Процессу регенерации катализатора предшествуют мероприятия по нормальной остановке установки, т.е. реакторный блок освобождается от продукта и водородсодержащего газа, продувается инертным газом на щит сброса до содержания горючих примесей в газах продувки не более 3 % объемных, контролируемых лабораторными анализами. 5-10% раствор щелочи циркулирует в системе регенерации для селективного поглощения реакционно-способных окислов серы из газов регенерации до полной его отработки. Температура смеси газа с раствором щелочи после холодильника E-8 должна быть не ниже 40 °C во избежание выпадения кристаллов солей из раствора. Система циркуляции раствора щелочи промывается водой не менее 2-х раз. Откачка промывной воды аналогична откачке раствора щелочи.

Первая стадия регенерации – выжиг кокса и серы считается законченной, если содержание кислорода в газе регенерации на входе и выходе из реактора станет одинаковой. После окончания выжига кокса производится прокалка катализатора, после чего система охлаждается и продувается инертным газом до содержания кислорода в газах продувки не более 0,5% об. После продувки и испытаний на герметичность система готова к заполнению водородсодержащим газом и проведению осернения катализатора сульфидирующим агентом. Подача сульфидирующего агента проводится от насоса передвижной станции сульфидирования в трубопровод на входе в реактор.

2.5.7.2 Изомеризация

Особенностью катализаторов изомеризации является то, что вода и кислородсодержащие соединения, которые могут находиться в сырье или водородсодержащем газе, дезактивируют катализаторы. Для обеспечения отсутствия влаги в потоках сырья и водородсодержащего газа технологической схемой предусмотрены узлы осушителей, где в слое адсорбента, на основе молекулярных сит, происходит осушка сырья и водородсодержащего газа.

Свежий водородсодержащий газ после очистки от хлорсодержащих соединений в адсорбере Т-3, проходит очистку от масла в фильтре-коалесцере МЕ-2 и направляется в аппараты осушки V-1А,В. Затем поток ВСГ последовательно в восходящем режиме проходит через осушители и направляется в поток циркулирующего водородсодержащего газа перед узлом смешения с сырьем. Осушители работают в циклическом режиме - в одном идет осушка водородсодержащего газа, другой находится в стадии ожидания или в нем проводится регенерация молекулярных сит. Отработанные пары изомеризата конденсируются и охлаждаются в водяном холодильнике 200-Е-10. Охлажденный изомеризат после холодильника Е-10 возвращается в трубопровод изомеризата с установки или поступает на блок защелачивания изомеризата, с целью удаления сероводорода и далее выводится с установки по линии изомеризата. Сырье процесса изомеризации, поступающее с блока гидроочистки содержит свободную воду. Перед подачей сырья в реакторы оно проходит осушку в восходящем потоке на молекулярных ситах в осушителях V-2А,В до остаточного содержания влаги не более 0,05 ppm масс.

Осушенное сырье процесса изомеризации, содержащее низкооктановые нормальные парафины, поступает в сырьевую ёмкость 200-V-3. Из емкости сырье насосами Р-1А,В подается в тройник смешения с циркуляционным водородсодержащим газом, поступающим с нагнетания компрессора С-1. Газосырьевая смесь поступает в межтрубное пространство теплообменника Е-1, где нагревается газопродуктовой смесью из реактора R-1В, затем нагревается в теплообменнике Е-2 газопродуктовой смесью из реактора R-1А, поступает для нагрева до температуры реакции водяным паром в теплообменнике Е-3 и подается в реактор R-1А.

В реакторе R-1А на катализаторе изомеризации - хлорированном оксиде алюминия, содержащем платину, в присутствии водорода происходят реакции изомеризации. Изомеризация заключается в превращении низкооктановых нормальных парафинов в соответствующие изомеры с более высокой октановой характеристикой. Реакция изомеризации происходит с выделением тепла. Активация катализатора изомеризации в период реакции осуществляется постоянной подачей хлорорганического соединения в газосырьевой поток дозировочным насосом Р-8А,В в трубопровод на входе в теплообменник Е-3. Из реактора R-1А поток направляется в теплообменник Е-2, где отводится теплота реакции, нагревая газосырьевую смесь. Охлажденный до требуемой температуры поток направляется во второй реактор R-1В, где на катализаторе протекают завершающие реакции процесса. Тепло газопродуктовой смеси, выходящей из реактора R-1В, используется для нагрева газосырьевой смеси в теплообменнике Е-1, затем газопродуктовая смесь охлаждается в воздушном холодильнике ЕА-1, водяном холодильнике Е-4 и поступает в сепаратор V-5. В сепараторе V-5 происходит отделение циркулирующего водородсодержащего газа от жидкой фазы. Водородсодержащий газ из сепаратора V-5 возвращается к циркуляционному

компрессору С-1 через сепаратор-отбойник V-6. В случае отравления катализатора серой, необходимо провести водородную отпарку сульфидов.

Нестабильный изомеризат из сепаратора V-5 поступает в межтрубное пространство теплообменника E-5A,B, где нагревается теплом нижнего продукта стабилизационной колонны T-1 и поступает в колонну на 20 тарелку, предназначенную для отделения от нестабильного изомеризата хлористого водорода и растворенных газов, образовавшихся в результате крекинга. Из верхней части колонны T-1 выводятся пары углеводородного газа и дистиллята. Верхний продукт после охлаждения и конденсации в аппарате воздушного охлаждения EA-2 и водяном холодильнике E-7 разделяется на углеводородный газ и жидкую часть в емкости орошения V-7. Углеводородный газ из емкости орошения V-7 направляется в скруббер T-2 для щелочной очистки и промывки от хлористого водорода.

Жидкая фаза из емкости V-7 возвращается в колонну T-1 насосом P-2A,B в качестве орошения. Стабильный дебутанизированный изомеризат из нижней части стабилизационной колонны T-1 после теплообмена с нестабильным изомеризатом в теплообменнике E-5A,B подается в колонну деизогексанизации T-3 (ДИГ), которая предназначена для выделения углеводородов, имеющих высокие октановые числа, из смеси изомеров.

Стабильный изомеризат с низа колонны стабилизации T-1 подается на 25 тарелку деизогексанизатора T-3. Из верхней части колонны T-3 выводятся пары высокооктанового изомеризата, состоящего из изомеров пентана и гексана. Изомеризат из емкости V-9 забирается насосом P-6A,B, с нагнетания которого балансовое количество продукта идет на орошение колонны T-3, а заданная часть после охлаждения в водяном холодильнике E-14 выводится с установки.

Боковой погон колонны - низкооктановая фракция, состоящая, в основном из суммы низкооктановых изомеров гексана и н-гексана (гексановая фракция), выводится с 71 тарелки, после охлаждения в водяном холодильнике поз. E-12 возвращается в сырье блока изомеризации в трубопровод перед осушителями V-2A,B для дальнейшего облагораживания.

С целью исключения накопления тяжелых углеводородов в сырье изомеризации имеется возможность выводить с установки часть рецикла – гексановой фракции (боковой погон T-3).

2.6 Описание основного оборудования установки

2.6.1 Аппараты осушки жидкого сырья

Назначение аппаратов осушки жидкого сырья – обеспечение отсутствия влаги в потоке углеводородов из секции очистки перед поступлением его на установку «PENEX».

Аппараты осушки работают последовательно, за исключением тех периодов, в течение которых они находятся в режиме регенерации, когда в

эксплуатации остается только один из них. Используемый катализатор НРГ–250, на основе молекулярных сит, для удаления воды, а также следовых количеств серо- и азотсодержащих веществ.

Гидроочищенный поток углеводородов «С₅ и выше» поступает в аппарат осушки жидкого сырья снизу, проходит в восходящем потоке через осушающий агент на основе молекулярных сит и выводится сверху. Затем через одну из линий переключения аппаратов осушки поток направляют в другой аппарат осушки жидкого сырья. Поток проходит через второй аппарат осушки жидкого сырья так же в восходящем потоке. Затем осушенные углеводороды направляют в уравнительную сырьевую емкость. Через некоторое время адсорбент в первом аппарате осушки насыщается влагой, на что указывает анализатор влаги, расположенный между двумя аппаратами осушки. В это время возникает необходимость в регенерации этого аппарата осушки. Аппарат осушки с отработанным адсорбентом выводят из эксплуатации, закрыв соответствующую запорную арматуру. Второй подключенный последовательно аппарат осушки становится теперь единственным работающим аппаратом осушки жидкого сырья. Кран анализатора влаги переключается в положение, позволяющее вести текущий контроль содержания влаги в потоке, выходящем из этого находящегося в эксплуатации аппарата осушки. После того как регенерация аппарата осушки завершена, он готов к дальнейшей работе. Переключение производится таким образом, что аппарат осушки, в котором проводилась регенерация, занимает теперь хвостовое положение, а аппарат осушки, занимавший до регенерации хвостовое положение, остается в положении головного. Через некоторое время адсорбент в головном аппарате осушки становится отработанным и аппарат отключается для проведения регенерации, а в эксплуатации остается только хвостовой аппарат осушки. Именно таким образом аппараты осушки включены в технологическую схему.

2.6.2 Аппараты осушки свежего водородсодержащего газа

Свежий водородсодержащий газ должен быть осушен для защиты катализатора I–8/I–82. Используемый катализатор PDG–418, на основе молекулярных сит, для удаления воды. Два аппарата осушки свежего газа работают таким же образом, как и аппараты осушки жидкого сырья. Аппараты осушки работают в восходящем потоке и подключаются последовательно. Затем осушенный ВСГ направляют в контур реакторного блока с регулированием подачи по расходу. ВСГ используется также для регулирования давления в уравнительной сырьевой емкости и, во время пуска, в колонне стабилизации.

2.6.3 Уравнительная сырьевая емкость

Назначение этой емкости - обеспечение равномерной бесперебойной подачи сырья на установку «PENEX». В эту емкость направляют осушенное сырье из аппаратов осушки жидкого сырья.

Содержимое уравнительной сырьевой емкости находится под защитной подушкой сухого ВСГ, поступающего с выхода из аппаратов осушки свежего ВСГ; давление в уравнительной сырьевой емкости регулируется при помощи регистрирующего регулятора давления.

2.6.4 Блок теплообменников реактора

Осушенное жидкое сырье из уравнительной сырьевой емкости перекачивается одним из двух сырьевых насосов реактора через блок теплообменников реактора с регулированием подачи регулятором расхода. Блок теплообменников реактора состоит из теплообменника холодного объединенного сырья, теплообменника горячего объединенного сырья и нагревателя сырья реактора.

Перед подачей жидких углеводородов в теплообменник холодного объединенного сырья их объединяют с потоком рециркулирующего ВСГ. После объединения смешанный поток углеводородов и ВСГ проходит через блок теплообменников в вышеуказанной последовательности.

Часть жидкого сырья может проходить по обводной линии вокруг теплообменника холодного объединенного сырья для обеспечения дополнительной гибкости в регулировании температуры. Это обычно используется в тех случаях, когда катализатор свежий и желательно более глубокое промежуточное охлаждение между головным и хвостовым реакторами.

После того как смешанный поток «углеводороды - водородсодержащий газ» выходит из теплообменника горячего объединенного сырья, добавляется небольшое количество промотора катализатора (хлорорганического соединения). Этот промотор закачивается в технологический поток одним из двух впрыскивающих насосов. Промотор катализатора хранится в емкости под защитной азотной подушкой.

Объединенное сырье окончательно доводится до нужной температуры в сырьевом нагревателе реактора с использованием регулятора температуры, который задает расход среды теплоносителя в теплообменниках.

После выхода из сырьевого нагревателя реактора нагретый объединенный поток направляется в первый реактор.

2.6.5 Реакторы изомеризации

Эти реакторы являются сердцем процесса. В схеме установки эти аппараты установлены последовательно один за другим. На различных этапах

работы установки каждый реактор может находиться или в головном, или в хвостовом положении. В слое катализатора каждого реактора установлены термопары для текущего контроля активности катализатора.

После выхода из сырьевого нагревателя реактора нагретый поток объединенного сырья поступает в первый реактор. После выхода из первого реактора поток направляется в теплообменник горячего объединенного сырья, где частично отводится теплота реакций, выделившаяся в первом реакторе. Необходимая степень отвода тепла может быть достигнута посредством регулирования расхода в обводной линии по сигналу от регулятора температуры. Затем частично охлажденный поток направляется во второй реактор, где протекают завершающие реакции процесса.

Реакторы оснащены линиями продувки водородсодержащим газом, которые расположены на входе в каждый реактор. Продувка водородсодержащим газом используется для удаления углеводородов из реактора, из которого должен быть выгружен катализатор, или для охлаждения реактора во время аварийных ситуаций. Каждая продувка регулируется при помощи регулятора расхода, смонтированного на панели управления.

После выхода из второго реактора поток направляется в трубное пространство теплообменника холодного объединенного сырья.

Выходящий из трубного пространства теплообменника холодного объединенного сырья поток направляется далее в теплообменник воздушного или водяного охлаждения перед его поступлением в сепаратор продуктов.

2.6.6 Блок сепаратора продуктов и компрессоров

В блоке сепаратора продуктов и компрессора продукт реакции разделяется на нестабильный жидкий продукт и рециркулирующий водородсодержащий газ. Давление в сепараторе регулируется при помощи регулирования расхода свежего ВСГ. В этом блоке установлено следующее оборудование: конденсатор продукта реактора, сепаратор продуктов, компрессор рециркулирующего ВСГ и, если это требуется, компрессор свежего ВСГ.

Продукт реактора выходит из реакторного блока и частично конденсируется в конденсаторе продукта реактора. В нем продукт реактора охлаждается приблизительно до 38 °С. Затем охлажденные жидкость и газ разделяются в сепараторе продуктов.

ВСГ выходит с верха сепаратора через каплеотбойник и направляется к рециркуляционному компрессору для рециркуляции обратно в реакторный блок. Расход рециркулирующего ВСГ регулируется показывающим регулятором расхода. Перепуск с выкида компрессора в сепаратор продуктов (через холодильный продукт реактора) обеспечивает противопожарную защиту рециркуляционного компрессора. Расход рециркулирующего и чистота ВСГ регулируются поддержанием мольного соотношения «водород/углеводороды» в пределах от 1:1 до 2:1. Расход сухого свежего ВСГ

на установку из блока аппаратов осушки свежего ВСТ регулируется по сигналу от самопишущего регулятора давления в сепараторе продуктов.

Нестабильный жидкий продукт вытесняется из сепаратора по сигналу от регулятора уровня в блоке колонны стабилизации. Сепаратор продуктов оборудован блокировкой отключения при высоком уровне жидкости для защиты компрессора.

2.6.7 Колонна стабилизации

Назначение этой колонны - отделить от изомеризата весь растворенный водород, HCl и газы, образовавшиеся в результате крекинга (C_1 , C_2 и C_3).

Перед подачей в колонну стабилизации сырье вначале нагревается в теплообменниках: «сырье / кубовый продукт колонны стабилизации».

Тепло в колонну стабилизации подводится при помощи либо водяного пара, либо горячего нефтепродукта. Количество подводимого из рирбойлера тепла регулируется регистрирующим регулятором расхода теплоносителя.

Пары верхнего погона колонны стабилизации, состоящие из легких углеводородных компонентов сырья колонны, направляются затем в конденсатор с воздушным или водяным охлаждением, а затем в ресивер колонны стабилизации. Для поддержания давления в колонне газ через регулятор давления выпускается в скруббер щелочной промывки отходящего из колонны стабилизации газа. Жидкость откачивается из ресивера с регулированием расхода по сигналу от регулятора уровня насосом для подачи орошения в колонну стабилизации. Вся жидкость из ресивера верхнего погона колонны стабилизации подается в колонну на тарелку №1 в качестве орошения.

Кубовый продукт направляют в резервуарный парк или на дальнейшее фракционирование с регулированием расхода по сигналу от регулятора уровня после предварительного теплообмена с подаваемым и колонну стабилизации сырьем в теплообменниках «сырье / кубовый продукт колонны стабилизации». Если кубовый продукт колонны стабилизации направляют на хранение в резервуарный парк, его охлаждают в холодильнике кубового продукта колонны стабилизации. Часть кубового продукта колонны стабилизации используется для регенерации аппаратов осушки.

2.6.8 Скруббер щелочной промывки газа колонны стабилизации

Отходящий газ из колонны стабилизации и сдувка газа из потока рециркулирующего ВСТ, объединяются и восходящим потоком проходят через скруббер щелочной промывки газа из колонны стабилизации для удаления хлористого водорода. Очищенный газ выходит с верха аппарата и поступает в систему топливного газа с регулированием расхода по сигналу от регулятора противодействия.

Свежий щелочной раствор периодически закачивается с НПЗ в ёмкость в секции скруббера щелочной промывки газа. Из ёмкости щелочной раствор перекачивается циркуляционными насосами щелочного раствора на верх секции промывки скруббера, где в противотоке происходит его контактирование с поднимающимся потоком кислого газа. Расход циркулирующего щелочного раствора можно контролировать по местному расходомеру.

Периодически (примерно один раз в неделю) часть щелочного раствора выводится в секцию отработанной щёлочи НПЗ как отработанная щёлочь. Уровень щелочного раствора в скруббере поддерживается примерно на 300 – 600 мм (1 – 2 фута) ниже насадочной секции.

2.6.9 Колонна отгонки изогексана

Назначение этого аппарата - извлечение товарного изогексана и пентанов из стабилизированных продуктов реактора. Обычно в качестве сырья в эту колонну подается кубовый продукт из колонны стабилизации. Кубовый продукт из колонны стабилизации подается в колонну отгонки гексана с регулированием расхода по сигналу от регулятора уровня.

Тепло в колонну подаётся из кипятильника, теплоносителем в котором является водяной пар (обычно водяной пар низкого давления), подача которого осуществляется с регулированием по сигналу от регулятора расхода конденсата водяного пара. Подвод тепла от кипятильника регулируется таким образом, чтобы образовывалось достаточное количество флегмы для орошения колонны.

Пары, отбираемые с верха колонны, полностью конденсируются в воздушном холодильнике с оребренными трубами. Часть паров верхнего погона проходит по обводной линии, минуя воздушный холодильник с оребренными трубами, с регулированием расхода этого потока по сигналу регулятора давления паров, отбираемых с верха колонны. Рабочее давление на линии вывода верхнего погона колонны составляет обычно $0,7 \text{ кг/см}^2$ изб.

Продуктовый верхний погон колонны, состоящий главным образом из углеводородов C_5 и диметилбутанов, направляют в резервуарный парк с регулированием расхода с коррекцией сигнала от регистрирующего регулятора температуры в колонне отгонки изогексана, расположенного над одной из верхних тарелок колонны. Повышение температуры на тарелке свидетельствует о перемещении в верх колонны более тяжелых метилпентанов; в этом случае необходимо увеличить орошение колонны. При повышении показаний регистрирующего регулятора температуры будет перекрыт поток продуктов, что приведет к повышению уровня в ресивере верхнего погона, в результате чего будет автоматически увеличен расход флегмы на орошение, который перенастраивается по уровню в ресивере.

В некоторых случаях приборы, регулирующие расход верхнего погона колонны и орошение, подключаются к суммирующему сигналы устройству,

которое настраивает расход флегмы на орошение колонны в соответствии с изменением расхода продуктов в целях поддержания неизменного балансового расхода. В этом случае орошение настраивается таким образом, чтобы изменения температуры на контрольной тарелке происходили до того, как изменится уровень в ресивере, что ускоряет реакцию регулятора расхода флегмы на орошение в ответ на изменение температуры на контрольной тарелке.

Обычно продукт с верха колонны направляют в резервуарный парк. Очень часто часть жидкого верхнего погона используется для регенерации адсорбента в аппаратах осушки. После использования в аппаратах осушки этот продукт объединяют с продуктом, направляемым в резервуарный парк.

Кубовый продукт колонны отгонки изогексана направляют в резервуарный парк вместе с продуктом, отбираемым с верха колонны, или его можно отправлять в качестве сырья на установку платформинга.

Расход кубового продукта колонны обычно небольшой. Этот продукт выводится из колонны с регулированием расхода. Эксплуатация колонны отгонки изогексана крайне проста. Основными принципами должно быть полное извлечение пентанов и 2,2-диметилбутанов с верхним погоном при одновременном снижении до минимума содержания 3-метилпентанов в верхнем погоне. Состав верхнего погона колонны задается настройкой контрольной точки регистрирующего регулятора температуры. Тепло подводится в колонну со скоростью, которая обеспечивает оптимизацию орошения, в то же время поддерживая содержание метилпентана в верхнем погоне колонны на нормальном уровне. Давление в колонне необходимо регулировать на его проектном уровне. Рециркулирующий поток колонны отгонки изогексана отбирается как боковой погон из нижней части колонны. Боковой погон из нижней части колонны закачивается, обратно в аппараты осушки жидкого сырья установки «PENEX» с регулированием расхода. Установка регулятора расхода обычно перенастраивается по сигналу от регулятора температуры в нижней части колонны. Содержание тяжелых компонентов в потоке бокового погона должно быть сведено к минимуму для обеспечения оптимального режима работы реакторного блока установки «Пенекс». Большую часть циклогексана и углеводородов C_7 и более тяжелых следует отводить с кубовым продуктом колонны. Повышение температуры в кубе колонны свидетельствует об увеличении содержания в кубовом продукте более тяжелых компонентов. По сигналу регистрирующего регулятора температуры, установленного ниже вывода бокового погона, будет уменьшаться расход бокового погона. Для удаления тяжелых компонентов и регулирования уровня в кубе колонны потребуется увеличить отвод кубового продукта. Октановое число продукта, отбираемого с верха колонны, задается двумя независимыми технологическими параметрами:

Составом пентанов в верхнем погоне колонны. Суммарное количество пентана в этом потоке определяется составом сырья. Содержание изопентана задается степенью изомеризации углеводородов C_5 в реакторе. Для данного

Балансом производства и потребления нефтепродуктов предусматриваются постоянные или временные перевозки нефтепродуктов из одного района в другой по схеме, обеспечивающей минимум затрат. Решающим фактором является потребность в нефтепродуктах района, где находится предприятие – плотность потребления нефтепродуктов. Это среднее количество нефтепродуктов, которое потребляется на территории, прилегающей к нефтеперерабатывающему предприятию, в расчете на 1 км² площади. Чем больше плотность потребления нефтепродуктов, тем более крупным может быть строящееся предприятие с меньшим радиусом развоза нефтепродуктов внутри зоны. И наоборот, чем меньше плотность потребления, тем на большие расстояния должны перевозиться нефтепродукты от предприятия-производителя к потребителям.

Наиболее подходящим местом для строительства проектируемого НПЗ является площадка в Челябинской области, северо-восточнее г. Челябинска на 20 км, что определено следующими соображениями.

Выгодное транспортно-географическое положение на пересечении воздушных (международный аэропорт «Челябинск»), автомобильных (федеральная трасса М-5 «Урал») и железнодорожных путей (станция Челябинск-Главный, узловая железнодорожная станция Челябинского региона Южно-Уральской железной дороги), значительно упрощает транспортировку нефтепродуктов по области в целом, а также позволяют поставлять продукцию в соседние области Уральского федерального округа и соседние страны, например Казахстан. Казахстан входит в Таможенный союз ЕАЭС, не предусматривающий таможенные пошлины и ограничения экономического характера во взаимной торговле с Россией. Согласно розе ветров, в Челябинске преобладают северо-западные и юго-западные ветра, поэтому располагаем завод за пределами Челябинской кольцевой автомобильной дороги, восточнее, в 20 км от города, в непосредственной близости от реки Миасс.

Топографической особенностью является относительная равнинность местности, что позволяет наиболее удачно разместить площадку для строительства, с возможностью расширения.

Наличие местных источников электроэнергии Среднеуральская ГРЭС, а так же сеть ТЭЦ, которые являются как поставщиком недорогой электроэнергии, так и крупными потребителями высококачественного котельного топлива

Возможность готовить квалифицированные кадры обеспечивается основными профильными учебными заведениями, такими как Уральский государственный горный университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Казанский национально исследовательский технологический университет, Казанский государственный энергетический университет, а также техникумами и профессиональными техническими училищами.

3.2 Объёмно-планировочные решения

Объёмно-планировочное решение любого промышленного здания зависит от характера располагаемого в нем технологического оборудования. В настоящее время широко применяются такие прогрессивные проектные решения, как блокировка зданий и сооружений различного назначения; применение универсальных и других типов зданий использование эффективных строительных конструкций и материалов.

Объёмно-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. Большое значение при проектировании имеет выбор конструктивной схемы здания. Практика показала, что для одноэтажных промышленных зданий более целесообразна каркасная схема, при которой все нагрузки, возникающие в здании, воспринимает его несущий остов (каркас), образуемый вертикальными элементами (колоннами), на которые опираются конструкции покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты[4].

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

3.3 Конструктивные элементы

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, поскольку железобетон более устойчив к коррозии, хорошо сопротивляется действию огня при пожаре.

При проектировании производственных зданий следует обращать внимание на огнестойкость строительных конструкций

Здания и помещения взрывоопасных производств должны проектироваться с применением легко сбрасываемых наружных ограждающих конструкций.

Фундамент здания принимаем в зависимости от характера действующих на фундамент усилий, несущей способности и глубины промерзания грунтов. Исходя из местных условий, принимаем ленточный фундамент из четырёх

рядов сборных железобетонных блоков сечением 600х600 мм длиной 3000 мм, которые укладываются по монолитной железобетонной подушке высотой 400 мм, шириной 1200 мм. Глубина заложения фундамента 2800 мм. Фундамент поднимается на 250 мм над нулевой поверхностью. Между фундаментом и стеновой панелью укладывается гидроизоляционный слой.

Стены выполнены из железобетонных панелей 6000х1200х300 мм. Стены из железобетонных панелей улучшают качество и снижают вес здания.

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

В помещениях, в которых работают с агрессивными и ядовитыми веществами (кислотами, щелочами), полы выполняют из химически стойких материалов, не способных сорбировать агрессивные вещества. В производственном помещении предусматривают для проветривания открывающиеся створки (фрамуги) оконных переплетов или световых фонарей. Ограждающие конструкции рассчитывают при проектировании на звукоизолирующую способность.

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

Стены 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.

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

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

Покрытие зданий предназначено для защиты помещений от атмосферных воздействий. Покрытие состоит из несущей и ограждающей частей. В качестве покрытий применяем железобетонные панели. На плитах покрытия укладываем неventилируемую 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 подъема на покрытие. Для его эксплуатации и при возгорании.

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

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

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

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

Одним из важнейших аспектов проектирования производственных зданий – организация грузовых и людских потоков. Работающим на предприятии должна быть обеспечена возможность перемещаться в здании по кратчайшим, удобным и безопасным путям. 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 1м 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.

3.4 Размещение основного оборудования

Наружные этажерки, на которых располагают 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.

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

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 выбранного месторасположения

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту размещаем в 20 км от г. Челябинска в Челябинской области, так как этот регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции данного НПЗ. Также удобно поставлять продукцию в соседние области Уральского федерального округа и в Казахстан. Для размещения завода выбираем земли несельскохозяйственного назначения.

Область находится в зоне умеренно-континентального климата, с характерной резкой изменчивостью погодных условий. Уральские горы, несмотря на их незначительную высоту, преграждают путь массам воздуха, поступающим с запада, из европейской части России. В результате Средний Урал оказывается открытым для вторжения холодного арктического воздуха и сильно выхоложенного континентального воздуха Западно-Сибирской равнины; в то же время с юга сюда могут беспрепятственно проникать тёплые воздушные массы Прикаспия и пустынь Средней Азии.

Средняя температура воздуха в январе -16°C , в июле $+19^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет 440 мм. Территория области лежит на восточном склоне Уральских гор.

НПЗ является источником загрязнения атмосферного воздуха, поэтому при размещении завода относительно жилой застройки учитываем преобладающее направление ветра. Господствующее направление ветра - юго-западное и северо-западное в зависимости от времени года.

4.2 Размещение установки на генеральном плане

Установка размещена по отношению к жилой застройке с учетом ветров преобладающего направления.

Между промышленной и селитебной территорией предусмотрена санитарно-защитная зона шириной 1000 м [26].

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

Генеральный план НПЗ предусматривает деление территории предприятия на зоны с учетом функционального разделения отдельных объектов. Зоны сформированы таким образом, чтобы свести к минимуму

встречные потоки, обеспечить выполнение норм и правил охраны труда и промышленной санитарии.

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

В предзаводской зоне размещены: заводоуправление, учебный комбинат, здравпункт, общезаводская столовая, пожарная часть, газоспасательная станция.

Производственная зона занимает большую часть общей площади завода. В ней размещено большинство технологических установок предприятия, узел оборотного водоснабжения, насосные станции системы канализации, трансформаторные подстанции, воздушная компрессорная, факельное хозяйство, лаборатории.

Подсобная зона предназначена для размещения ремонтно–механического и ремонтно-строительного цехов и других зданий.

В складской зоне находятся склады оборудования, смазочных масел, 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.

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 проложено значительное число трубопроводов и инженерных сетей (сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и КИП). При разработке генерального плана проектом предусмотрено прохождение инженерных сетей по кратчайшему направлению и разделение их по назначению и способам прокладки. Инженерные сети запроектированы по минимально допустимым расстояниям с учетом условий монтажа и ремонта сетей, требований [34].

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещены в полосе, расположенной между внутризаводскими автодорогами и границами установок, а также в коридорах внутри кварталов. При прокладке трубопроводов на эстакадах в целях экономии территории проектируем многоярусные эстакады наземных трубопроводов с учетом возможности их последующего использования. Для прокладки электрических кабелей от источников питания используем самостоятельные кабельные эстакады с мостиками для обслуживания. Если число кабелей не превышает 30, то совмещаем их с эстакадами технологических трубопроводов.

Подземные сети и коммуникации уложены в одну траншею с учетом сроков ввода в эксплуатацию каждой сети и нормативно установленных расстояний между трубопроводами [29].

4.4 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки

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

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

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

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

4.5 Транспорт

При разработке проекта генерального плана промышленной площадки 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 территории завода.

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

Чтобы создать условия бесперегрузочного выхода на общероссийскую сеть железных дорог, железнодорожные пути НПЗ спроектированы с шириной колеи 1520 мм (нормальная колея).

Внутризаводские автодороги в зависимости от назначения подразделяются на магистральные, производственные, проезды и подъезды. Магистральные дороги обеспечивают проезд всех видов транспортных средств и объединяют в общую систему все внутризаводские дороги. Продольные и поперечные уклоны проездов и подъездов не превышают нормативно допустимых, согласно требованиям [31, 32].

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.

Внутризаводские дороги спроектированы прямолинейными. Проектом предусмотрено расстояние от внутризаводской автодороги до зданий и сооружений не менее 5 м. В пределах обочины внутризаводских автодорог проектом допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

4.6 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

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

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

Площадь участков, предназначенных для озеленения в пределах ограды предприятия, определена из расчета не менее 3 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене. Основным элементом озеленения предприятия является газон.

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

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

Генеральный план НПЗ приведен на графическом листе 4.

5 Безопасность и экологичность проекта

5.1 Безопасность проекта

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки

Установка изомеризации включает в себя процессы выделения изопентана из пентан-гексановой фракции, гидроочистки и изомеризации пентан-гексановой фракции, выделения изогексана из стабильного изомеризата, которые относятся к числу взрывоопасных и пожароопасных.

Продуктами, определяющими взрывоопасность установки изомеризации, являются водородсодержащий и углеводородный газы, пары легкого бензина, которые в смеси с кислородом воздуха образуют смеси, взрывающиеся при наличии огня или искры. Все обращающиеся на установке в режиме реакции продукты являются горючими веществами и имеют низкую температуру вспышки. Пентан-гексановая фракция, изомеризат, фракция C₇₊ имеют следующую характеристику. Большие концентрации их паров являются смертельными, хронические отравления вызывают функциональные расстройства нервной системы. При небольших отравлениях наблюдается возбуждение, головокружение, сердцебиение, тошнота. Попадая на кожу, обезжиривает кожный покров, при длительном воздействии появляется сухость кожи, трещины, раздражения. Водородсодержащий газ, азот при высоких концентрациях вызывают удушье вследствие недостатка кислорода. Углеводородный топливный газ вызывает функциональные расстройства нервной системы. При высоких концентрациях вызывает отравление с потерей сознания. При длительном вдыхании и низкой концентрации приводит к хроническим заболеваниям.

По взрывопожарной опасности установка относится к категории «А». Процессы гидроочистки и изомеризации относятся к вредным для здоровья обслуживающего персонала, так как обращающиеся в этих процессах вещества являются токсичными (2, 3, 4 классов опасности).

Наиболее опасными на установке являются места, где взрывопожароопасные вещества находятся при избыточном давлении и повышенной температуре, в т.ч.:

- блок колонны деизопентанизации;
- реакторный блок гидроочистки;
- блок отпарной колонны
- узел очистки свежего водородсодержащего газа
- реакторный блок изомеризации;
- блок стабилизационной колонны;
- узел осушки водородсодержащего газа и сырья ;
- блок колонны деизогексанизации;
- узел аварийной и факельной емкостей;
- помещение компрессорной;
- узлы отбора газообразных и жидкостных проб для лабораторного анализа;
- помещения насосных;
- постаменты;
- блок печи, а в самой печи - горелочный фронт, змеевики и фланцевые соединения;
- колодцы промышленной канализации и оборотного водоснабжения, где возможно скопление паров бензина и углеводородного газа.

На установке имеются опасности, обусловленные следующими особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации:

- наличие аппаратов и трубопроводов с рабочей температурой, превышающей 60°C, вызывает необходимость содержать в исправности теплоизоляцию во избежание ожогов обслуживающего персонала;
- необходимостью обслуживания оборудования и трубопроводов на высоте;
- наличие агрегатов с высокой скоростью вращения двигателей вызывает повышенный шумовой фон и необходимость контроля за наличием ограждающих и защитных устройств;
- наличие разъемных соединений, что может привести к утечкам ЛВЖ и ГГ;
- наличие высокого напряжения на электродвигателях.

При несоблюдении правил безопасности работающие на установке изомеризации подвергаются опасности отравления токсичными веществами, получения термических, химических ожогов и обморожения при работе в зимнее время года. Возможно травмирование при обслуживании вращающихся частей механизмов, поражение электрическим током, при работе на высоте, при работе с грузоподъемными механизмами и при отборе проб.

5.1.2 Меры безопасности при эксплуатации производства

Безопасная работа установки зависит от квалификации обслуживающего персонала, а также от строгого соблюдения требований по охране труда, пожарной безопасности, правил Госгортехнадзора и строгого соблюдения технологического режима в соответствии с нормами технологического режима.

Для предотвращения аварийных ситуаций, аварий и создания надлежащих условий труда проектом предусмотрены следующие мероприятия, согласно нормативных требований. Систематически следят за исправностью включения в работу приборов контроля и автоматики, систем сигнализации и автоматических блокировок. Систематически контролируется работа предохранительных клапанов. Контролируется работа всех насосов и компрессоров, немедленно устраняются пропуски торцевых уплотнений во фланцевых соединениях. Не допускается загазованности территории и помещений установки. Осуществляется контроль за исправностью и работой сигнализаторов взрывоопасных и токсичных концентраций, размещённых в помещениях газовой компрессорной. Отбор проб осуществляется через специальные вентили с помощью герметизированных пробоотборников.

Во избежание ожогов, теплоизоляцию всех аппаратов и трубопроводов с температурой, превышающей 60 °С поддерживают в исправности. В зимнее время непрерывно осуществляется контроль за работой пароспутников, за состоянием водяных линий, не допускается прекращения тока воды через дренажные вентили у входа воды в аппараты. Ремонтные и другие слесарные работы во взрывоопасных цехах проводятся специальным неискрящим при ударах омеднённым инструментом[40,41].

В производственных помещениях обеспечивается исправность всех систем вентиляции и эксплуатация их в соответствии с режимом, утверждённым главным инженером завода. Исключение попадания продуктов производства в обратную воду, паровой конденсат, канализационные системы. Сброс сточных вод в канализацию производится через гидрозатворы, установленные на выходе из цеха. Все движущиеся части машин и механизмов ограждены и снабжены предупредительными плакатами.

С целью предупреждения преждевременного износа технологического оборудования и аварий, а также поддержания в работоспособном состоянии оборудования, вся аппаратура подвергается текущему и среднему капитальному ремонту в соответствии с графиком планово – предупредительного ремонта с соблюдением норм межремонтного пробега оборудования. Ремонт машинного оборудования производится только при снятом напряжении с вывешиванием плакатов на пусковых кнопках: «Не включать», «Работают люди». Аппараты и коммуникации перед подачей в них взрывоопасных продуктов продуваются азотом.

Всё технологическое оборудование, за исключением насосов и компрессоров, размещено на открытой площадке, чем обеспечивается более безопасная его работа [53].

5.1.3 Защита от вредных выделений газов, паров и пыли

Для нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест и защиты от воздействия химических факторов проектом предусмотрена общеобменная приточная вентиляция в помещении горячей и холодной насосных.

В помещении газовой компрессорной и насосной установлены сигнализаторы до взрывоопасной концентрации и паров бензина (20 % от нижнего предела взрываемости) типа СВК – 3М1 – В8Г – В4А сблокированные с аварийной вентиляцией АВ – 7, 8, 9, 10 м [24,42].

5.1.4 Электробезопасность

Для защиты от поражения электрическим током и защиты от статического электричества применяются:

- устройства защитного заземления и зануления электрооборудования, автоматического отключения нетоковедущих металлических частей оборудования (кожухи насосов, компрессоров, электродвигателей, воздушных холодильников);

- знаки безопасности – плакаты и надписи;

- изолирующие электротехнические средства для персонала, обслуживающих электроустановки, от поражения электрическим током.

Электрооборудование, осветительная арматура в помещениях категории А установлены во взрывозащищённом исполнении. Создаются условия

недоступности всех токоведущих частей. К работе допускаются рабочие, имеющие присвоенную квалификационную группу или наряд для производства работ [26,40].

5.1.5 Защита от статического электричества

Вследствие того, что производство и транспортирование нефтепродуктов установки изомеризации легкой прямогонной нефти сопровождается электризацией, необходимо заземлять все оборудование секции (реактор, колонны, емкости, трубопроводы и т.д.).

Для отвода статического электричества, накапливающегося на людях, особенно при выполнении ручных операций (промывка, чистка) используется одежда из антисинтетических материалов, время от времени снимают накопившийся заряд статического электричества, становясь на заземлённые участки пола и братья за заземлённые перила или ограждения [31].

5.1.6 Молниезащита

Производство высокооктановых компонентов автобензина является взрывопожароопасным производством, так как в производстве используются и получают углеводороды с низкими концентрационными пределами воспламенения. Поэтому повышенное внимание следует уделять вопросам пожарной безопасности. Установка изомеризации находится на открытой площадке в местности с интенсивностью грозовой деятельности 20 – 40 часов в год.

Учитывая всё вышесказанное одним из важных аспектов пожаробезопасности, в таких условиях, является устройство молниезащиты[41,42].

Возможность поражения объекта молнией определяется в основном интенсивностью грозовой деятельности в той местности, где он расположен.

5.2 Экологичность проекта

5.2.1 Охрана атмосферного воздуха

По защите воздушного бассейна проводятся следующие мероприятия:

Сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую систему на факел.

Работа всех открытых аппаратов производится под подушкой азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию.

Исключение всех постоянных выбросов продуктов на факел и в атмосферу за счёт герметизации насосов и оборудования.

Технологический процесс осуществляется в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением.

Всё оборудование размещается на открытой площадке.

Дымовые газы удаляются через дымовую трубу, высота которой 180 м и обеспечивает необходимое рассеивание SO₂ в атмосфере в соответствии с санитарными нормами [34,43,45].

2.2.2 Утилизация отходов, защита почвы от загрязнения

Твердыми отходами на установке являются катализатор гидроочистки (ГО – 70), катализатор изомеризации (I–8, I–82). В соответствии с регламентом и расчётами по технологической части проекта периодичность замены катализаторов изомеризации и гидроочистки, а следовательно и периодичность образования отходов, составляет один раз в пять лет.

Отработанный катализатор складировается в бочки и отправляется на переработку для извлечения платины и кобальта [34,49].

5.2.3 Охрана естественных водоемов и рациональное использование водных ресурсов

Сточные воды с установки каталитической изомеризации направляются на биологические очистные сооружения сточных вод НПЗ.

В настоящее время на основании анализа фактических данных базового предприятия установлено, что количество улавливаемых нефтепродуктов составляет от 0,6 до 1,5 % от перерабатываемой нефти.

Для уменьшения водопотребления на установке максимально используются аппараты воздушного охлаждения [34].

5.2.4 Благоустройство и озеленение санитарно–защитной зоны и территории предприятия

Благоустройство и озеленение территории НПЗ главной целью имеет сохранение и оздоровления окружающей человека на производстве среды, сохранение его здоровья, формирование условий, благоприятно влияющих на психофизическое состояние человека.

Для достижения этих целей предпринимаются такие меры, как: зелёные насаждения, цветовая гамма зданий и сооружений; покрытия дорог и тротуаров; малые архитектурные формы; площадки для отдыха.

Площадь озеленяемых участков определяется из расчёта не менее 3 м² на одного работающего, но предельный размер участков не должен превышать 15 % площади предприятия. Основными элементами озеленения служат газон и местные виды древесно-кустарниковых насаждений. Тротуары предусматриваются вдоль всех магистральных и производственных дорог независимо от интенсивности пешеходного движения. Тротуар, размещенный

рядом с автодорогой, отделен от нее разделительной полосой шириной 80 см [47,48,49].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В целях повышения эффективности системы управления ГОЧС реализуется комплекс мероприятий, особое место занимает вопрос повышения роли и ответственности руководителей структур. Согласно ФЗ № 68 «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» регламентируются обязанности организаций:

- планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций (ЧС);

- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости функционирования организаций и обеспечению жизнедеятельности работников организации в ЧС;

- обеспечивать организацию и проведение аварийно спасательных работ на подведомственных объектах и на прилегающих к ним территориям в соответствии с планами предупреждения и ликвидации ЧС [27].

Последствия землетрясения будут зависеть от интенсивности выделяемой энергии и расстояния до эпицентра. Также к чрезвычайным ситуациям природного характера относятся ураганы, бури, дожди и т.д.

Внутренними источниками риска возникновения ЧС являются:

- разрушение топливных печей (в результате теракта, землетрясения, грубого нарушения технологического процесса): возникают возгорания и пожары, короткие замыкания в электрических сетях, задымленность и загазованность на территории завода, поражения персонала;

- взрыв оборудования и коммуникаций (нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации).

Ответственность за организацию и состояние ГО несет начальник ГО – генеральный директор НПЗ. Заместитель начальника ГО по рассредоточению работающих руководит разработкой плана рассредоточения работающих и службой охраны общественного порядка. Главный инженер завода руководит разработкой плана перевода предприятия на особый режим работы, руководит аварийно-технической и пожарной частью, службой убежищ и укрытий. Заместитель начальника ГО по материально-техническому снабжению обеспечивает накопление и хранение специального имущества, техники, инструмента, средств защиты и транспорта.

Начальники служб ГО в соответствии с инструкциями должны поддерживать в постоянной готовности силы и средства служб [27].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Спроектирована установка изомеризации производительностью 250 тыс. тонн/год. В проекте были решены следующие задачи: выбрана нефть для переработки, разработана технологическая схема по варианту «Топливная с глубокой переработкой нефти», изложено обоснование выбранной схемы, рассчитано и подобрано (из стандартных) технологическое оборудование, дано технико-экономическое обоснование, уделено внимание безопасности и экологичности проекта.

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

В проекте использованы новые разработки по повышению производительности труда, повышению качества продукции, интенсификации технологического процесса, улучшению экологичности и безопасности производства, использовано непрерывное производство, как наиболее рациональное.

В целом установка жизненно необходима для нормальной работы завода, выполняет все технологические функции.

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей: учеб.пособие для вузов/Н.Б. Варгафтик.-Москва: Физматгиз, 1963.-708 с.
- 2 Везирова Н. Р. Химическая технология - Москва: Химия, 2001. - 74с.
- 3 Чернышев, А. К. Сборник номограмм для химико-технологических расчетов: науч. издание/ А.К. Чернышев, К.Л. Поплавский, Н.Д. Заичко. - Ленинград.: Химия, 1969.- 279 с.
- 4 Макаревич, В.А. Строительное проектирование химических предприятий: учебник / В.А. Макаревич. - Москва: Высшая школа, 1977. - 208 с.
- 5 Справочник нефтехимика: научный сборник/ под ред. С.К. Огородникова.- Ленинград, Химия, 1978.-496 с.
- 6 Бекиров, Т. М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов: учебное пособие /Т.М. Бекиров. - Москва: Недра, 1980.-293 с.
- 7 Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа: научный сборник/под редВ.И.Бондаренко. - Москва: Химия,1983. -128 с.
- 8 Кузнецов, А. А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие/ А.А. Кузнецов,Е.Н. Судаков. - Москва: Химия, 1983.-224 с.
- 9 Рудин, М.Г. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: учебник/ М.Г. Рудин, Г.Ф. Смирнов.- Ленинград.: Химия, 1984.-256 с.
- 10 Справочник нефтепереработчика: научный справочник/ под ред. Г. А. Ластовкина.-Ленинград, Химия, 1986.-648 с.
- 11 Технологические расчеты установок переработки нефти: учеб.пособие для вузов/ М.А. Танатаров[и др.]. - Москва: Химия, 1987.-352 с.
- 12 Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учеб.пособие для вузов/ Р.Т. Эмирджанов., Р.А. Лемберанский. - Москва: Химия, 1989.-192 с.
- 13 Берлинов, М.В. Основания и фундаменты: учебник для вузов/ М.В. Берилинов. 3-е изд. Москва: Высшая школа, 1999. - 319 с.
- 14 Каминский, Э.Ф. Глубокая переработка нефти. Технологические и экологические аспекты: учеб.пособие для вузов/ Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. - Москва: Техника, 2001.-384 с.
- 15 Функциональная аппаратура. Вторичные приборы. Тематический каталог №5.[Электронный ресурс] - Челябинск: Промышленная группа «Метран», 2001–120 с.
- 16 Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие /С.А. Ахметов.- Москва: Химия, 2002.-672 с.
- 17 Поляков, Б.В. Разработка поточной технологической схемы и материального баланса НПЗ и НХЗ на базе нефтей Восточной Сибири: учебное

пособие по курсовому проектированию /Б.В, Поляков. - Красноярск: СибГТУ, 2003.-55 с.

18 Мановян, А.К. Технология переработки природных энергоносителей: учебное пособие /А.К. Мановян.- Москва: Химия, КолосС,2004.-456с.

19 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии: учебник для вузов/А.Г. Касаткин- 11-е изд., стереотипное идораб., перепеч.- Москва: ООО ТИД «Альянс»,2005 .-753 с.

20 Михайличенко, А.И. Основы проектирования химических производств: учебник для вузов/ под ред. А.И. Михайличенко. – Москва: ИКЦ «Академкнига», 2005. – 332 с.

21 Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб.пособие для вузов/ К.Ф. Павлов,П.Г. Романков, А.А. Носков. - Москва: ООО ИД «Альянс»,2006 .-576 с.

22 Дытнерский, Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию / Ю. И. Дытнерский- 3-е изд., стереотипное.- Москва: ООО ИД «Альянс»,2008.-469 с.

23 ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- введ. 18.11.74. Москва: Стандартиформ, 1974.- 12 с.

24 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. Издание апрель 2007 г. с Изменениями № 1, 2. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 10.03.76 № 579. Москва: Стандартиформ, 2007.-44с.

25 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. - Введ. 19.11.2005 - Москва: Стандартиформ, 2005.-40с.

26 ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.-Введ. 01.01.2009 - Москва: Стандартиформ, 2009.-20с.

27 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда Вибрационная безопасность. Общие требования.-Введ. 17.01.2012 - Москва: Стандартиформ, 2012.-20с.

28 ГОСТ 12.4.021-75 Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования. - Введ. 01.01.2009 - Москва: Стандартиформ, 2009.-20с.

29 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1).-Введ. 17.01.1991Москва: Стандартиформ, 1991.-20с.

30 ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.-Введ. 5.05.2008 - Москва: Стандартиформ, 200.-26с.

31 ГОСТ 2761-84 Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения.-Введ. 27.06.1984Москва: Стандартиформ, 1984.-40с.

32 ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов безопасности труда Организация обучения безопасности труда. Общие положения. - Введ. 12.04.2009. - Москва: Стандартиформ, 2009.-30с.

33 СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями № 1, 2) – Москва : ОАО ЦПП, 2009. – 44 с.

34 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование – Москва : ФГУП ЦПП, 2003. – 110 с.

35 СНиП 2.04.02-84 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения (с Изменением № 1) – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. – 140 с.

36 НПБ 88-2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования (с Изменением № 1)

37 СНиП 23-03-2003 Защита от шума – Москва : ФГУП ЦПП, 2003. – 110 с

38 Приказ федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" от 11 марта 2013 года № 96

39 Правила устройства электроустановок. Издание седьмое. Утверждены Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204

40 СНиП 153-34-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций – Москва: ФГУП ЦПП, 2003. –90 с.

41 Вредные вещества в промышленности: Справочник для химиков, инженеров и врачей. В 3-х томах / Под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной - Т. 1-2. - Изд. 7-е, пер. и доп. - Ленинград: Химия, 1976. - 1216 с.

42 Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (ред. от 28.12.2013) "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 (ред. от 15.02.2014) "О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций"

43 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера: Учеб.пособие/В.А. Акимов, Ю.Л. Воробьев, М.И. Фалеев и др. - Москва: Абрис, 2012. - 592 с.

44 Безопасность в чрезвычайных ситуациях: Учебник для студ. высш. учеб.заведений/Борис Степанович Мастрюков. – 2-е изд., стер. – Москва: Издательский центр «Академия», 2003. – 336с.

45 ГОСТ 12.4.009–2001 ССБТ Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. - Введ. 01.01.2001 - Москва: Стандартиформ, 2001.-25с.

46 ППБ 01–03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.– Москва: «ДЕАН», 2004.– 192 с.

- 47 Экологический паспорт ОАО «АНПЗ ВНК» – 1991г. - 66с.
- 48 СНиП 11–89–80. Нормы проектирования. Генеральные планы промышленных предприятий. - Москва : ОАО ЦПП, 2001. – 48 с.
- 49 ГОСТ 12.4.034–85. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка. - введ. 18.11.85. Москва: Стандартиформ, 1985.- 20с.