

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (МУ) ИМЕНИ им. ГУБКИНА

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге

Отделение химической технологии переработки нефти, газа и экологии

Оценка:Рейтинг: _____

Руководитель практики:

ОТЧЕТ ПО ПРАКТИКЕ

Наименование практики: Производственная практика 2

Место прохождения практики: Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.
Губкина в г. Оренбурге

ВЫПОЛНИЛ:

Студент группы ОХТз-18-01

Терсков Никита Дмитриевич

(дата)

Оренбург, 2022

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге
Отделение химической технологии переработки нефти, газа и экологии.

ЗАДАНИЕ НА ПРАКТИКУ

Название практики: Производственная практика 2

Дано студенту Терскову Никите Дмитриевичу группы ОХТз-18-01

Цель практики: Целью производственной практики является приобретение обучающимися первичных профессиональных знаний, умений и навыков в практической деятельности, развитие навыков научно-исследовательской деятельности профессиональной заинтересованности в сфере химической технологии.
Изучить историю становления и развития ПАО «Орскнефтеоргсинтез», устройство и работу установки Изомеризация. Экологические проблемы и пути их решения.

Содержание отчета по практике:

1. Введение
2. Информация об организации, где проходила практика
3. Структура и организация производства
4. Назначение установки Изомеризация, технологическая схема
5. Химические основы процесса
6. Безопасность и экологичность производства, охрана труда
7. Заключение
8. Библиографический список

Исходные данные для отчета по практике:

1. Индивидуальное задание

Рекомендуемая литература:

1. Тимофеев В.С., Серафимов Л.А., Тимошенко А.В. Принципы технологии основного органического и нефтехимического синтеза: учебное пособие. - 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш.шк.- 2010 - 408 с.; м.: химия, 1992.-432 с.
2. Потехин В.М., Потехин ВВ. Основы теории ХИМИЧЕСКИХ процессов технологии органических веществ и нефтепереработки: учебник для вузов. — СПб.: ХИМИЗДАТ, 2017. 943 с. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: ЭБС «IPRbooks».

3. Практикум по органической химии: Синтез и идентификация органических соединений: учебное пособие для хим.техн.спец.вузов /под ред. О.Ф.Гинзбурга, А. А. Петрова. — М.: Высш.шк. 1989. — 318 с.
4. Гинзбург ОФ. и др. Практикум по органической химии: Синтез и идентификация органических соединений. Учеб. Пособие для хим.-технолог. Спец. вузов под ред. ОФ. Гинзбурга, АА. Петрова — М., ВИСШ. шк, 1989 —318 с., ил
5. Храмкина М.Н. Практикум по органическому синтезу. Изд. 3-е, испр. Л., «Химия», 1974.-320 с.
6. Грандберг И. И. Практические работы и семинарские занятия по органической химии: Учебное пособие для с.-х. и биолог. Спец. Вузов. — 3-е изд., перераб. И доп. — М.: Высш. Шк., 1987.—272 с.; ил.

Дополнительные указания:

Руководитель:

Задание принял к исполнению: студент Терсков Н.Д. _____

Информация об организации, где проходила практика

Я, Терсков Никита Дмитриевич, проходил производственную практику 2 на заводе имени В.П. Чкалова ПАО «Орскнефтеоргсинтез» установка «Гидрокрекинга с секцией производства водорода» город Орск.

Вовремя производственной практики 2 использовалась материально-техническая база предприятия, также библиотечный фонд филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, а именно:

- операторная установки «Гидрокрекинга с секцией производства водорода» с необходимым технологическим оборудованием и компьютерной техникой.

- технологический регламент установки «Гидрокрекинга с секцией производства водорода».

- библиотечный фонд предприятия, для изучения печатных изданий журналов, периодической печати.

- электронная библиотечная система [http://www IPRbookshop.ru](http://www.IPRbookshop.ru), <http://Znanium.com> и электронная техническая библиотека университета.

Целью производственной практики 2 является приобретение обучающимися первичных профессиональных знаний, умений и навыков в практической деятельности, развитие профессиональной заинтересованности в сфере химической технологии.

Задачами производственной практики 2 является ознакомление:

- современными промышленными технологическими методами основного органического синтеза наиболее важных органических соединений.

Содержание

Введение.....	5
1. Структура и организация производства.....	7
1.1 Общие данные.....	7
1.2 Структура и организация предприятия.....	9
2. Установка гидрокрекинга.....	12
2.1 Процесс гидрокрекинга.....	12
2.2 Химизм процесса.....	12
2.3 Влияние параметров на протекание процессов гидрокрекинга.....	18
2.4 Процесс аминовой очистки.....	22
3. Описание технологической схемы и вспомогательных систем.....	24
3.1 Сырьевой блок.....	24
3.2 Реакторный блок.....	24
3.3 Блок подпиточного газа.....	25
3.4 Блок сепарации низкого давления.....	26
3.5 Блок отпарной колонны.....	26
3.6 Блок фракционирующей колонны.....	27
3.7 Блок дебутанизатора.....	28
3.8 Блок колонны разделения бензина.....	29
3.9 Блок вакуумной осушки дизельного топлива.....	30
3.10 Блок аминовой очистки углеводородных газов.....	31
3.11 Блок подготовки топливного газа.....	32
3.12 Дренажная система.....	32
3.13 Факельная система.....	33
4. Безопасность и экологичность производства.....	34
4.1. Характеристика опасностей производства.....	34
4.2. Экологичность производства.....	35
5. Охрана труда.....	38
Заключение.....	40
Библиографический список.....	42

Введение

Цель производственной практики 2 получить профессиональные навыки, умения, знания и опыт профессиональной деятельности в производственно-технологической, научно-исследовательской, организационно-управленческой проектной деятельности в профильной организации Орского нефтеперерабатывающего завода.

ПАО «Орскнефтеоргсинтез» – нефтеперерабатывающее предприятие с установленной мощностью 6 млн. тонн нефти в год. Завод производит высококачественную, конкурентоспособную продукцию: автобензины, дизельное топливо, авиакеросин, битум, мазут.

В 2021 году Орский НПЗ переработал 4 млн 751 тыс. тонн нефтяного сырья. За отчетный период было произведено 579,46 тыс. тонн бензинов, в том числе 46,33 тыс. тонн бензина марки «Премиум-95»; 442,60 тыс. тонн – «Регуляр-92»; 90,53 тыс. тонн – Нормаль-80. Объем производства дизельного топлива по итогам 2021 года составил более 1 млн. 966 тыс. тонн, реактивного топлива – более 8 тыс. тонн, битума – 212,64 тыс. тонн.

Акционером ПАО «Орскнефтеоргсинтез» является АО «ФортеИнвест». Компания поставляет сырье для переработки и реализует широкий спектр нефтепродуктов Орского НПЗ как на российском рынке, так и в странах ближнего и дальнего зарубежья.

На предприятии в рамках исполнения Программы модернизации внедряются прогрессивные технологии, реализуются крупные инвестиционные проекты. Благодаря этому завод добился значительных успехов в увеличении выпуска высокооктановых марок автомобильного топлива, выпуске дизельного топлива европейского качества, увеличении глубины переработки и снижении безвозвратных потерь.

Датой появления Орского нефтеперерабатывающего завода официально считается 24 декабря 1935 года. План строительства появился в 30-х годах. Задание на проектирование завода получил институт «Гипронефтезавод». Первоначально строительная площадка располагалась на Кумакской возвышенности, но в начале 1932 года решено было перенести строительство

на новое место. Для организации промышленного строительства завода в Орске было создано строительное управление «Крекингстрой» («Орскнефтезаводстрой»). Коллектив этого предприятия, состоящий из 76 человек, и начинал строительство. Летом 1935 года строительство завода шло полным ходом, а в декабре того же года атмосферно-вакуумная трубчатка № 1 (АВТ-1) нового предприятия города приняла первую нефть по новому нефтепроводу «Каспий - Орск». Это было 24 декабря 1935 года. Этот день и стал днем рождения завода.

Предметом деятельности ПАО «ОНОС» являются:

- переработка, хранение и реализация нефти, газа и продуктов их переработки;
- осуществление внешнеэкономической деятельности;
- технический надзор за состоянием аппаратов, оборудования, машин, трубопроводов;
- подготовка кадров.

Миссию организации можно сформулировать следующим образом: содействие экономическому развитию и благосостоянию общества, обслуживаемого предприятием, путем предоставления как физическим, так и юридическим лицам качественных услуг по переработке нефтепродуктов, а также услуг по сопутствующим видам деятельности таким образом и в таком объеме, которые соответствуют высоким технологическим и этическим стандартам; обеспечение справедливой и соответствующей прибыли акционерам предприятия и справедливого отношения к его сотрудникам.

Сегодня ПАО «Орскнефтеоргсинтез» по-прежнему градообразующее предприятие, налоговые отчисления которого составляют весомую часть городского бюджета.

На предприятии в рамках исполнения Программы модернизации внедряются прогрессивные технологии, реализуются крупные инвестиционные проекты. Благодаря этому завод добился значительных успехов в увеличении выпуска высокооктановых марок автомобильного топлива, выпуске дизельного

топлива европейского качества, увеличении глубины переработки и снижении безвозвратных потерь.

Стратегия развития Орского НПЗ определяется комплексной Программой модернизации, предусмотренной на 2012-2024 годы. Ее цель – улучшение качества моторных топлив и увеличение глубины переработки нефти в соответствии с требованиями Технического регламента. Реализация Программы стала возможна благодаря поддержке акционера предприятия – АО «ФортеИнвест».

Итогом первого этапа, который включает пять из восьми предусмотренных комплексов, стал выпуск топлив класса «Евро-5», значительное снижение производства мазута, увеличение глубины переработки нефти до 81%, выхода светлых нефтепродуктов до 64%. Второй этап программы (6 и 7 пусковые комплексы) позволит увеличить выход светлых нефтепродуктов до 72%. С завершением третьего, заключительного этапа модернизации, глубина переработки превысит 90%, а выход светлых нефтепродуктов перешагнет порог в 85%.

1. Структура и организация производства

1.1 Общие данные

В настоящий момент в структуру завода входят 3 установки первичной переработки нефти, установка четкой ректификации бензинов, 2 установки каталитического риформинга, блок разделения риформатов, установка гидроочистки керосина, установка гидроочистки дизельного топлива, ГФУ, производство нефтебитумов, установка гидрокрекинга и другие технологические установки. Наличие нескольких установок первичной переработки нефти и каталитического риформинга создает гибкость при переработке нефти различного качества. Установка гидроочистки керосина позволяет производить высококачественное реактивное топливо марки РТ. В целом комплекс технологических процессов

на Орском НПЗ позволяет выпускать около 30 видов различной продукции, в числе которых:

- Автобензины Класса 4 и 5;
- Реактивное топливо РТ;
- Дизельное топливо летних и зимних видов, Класс 3, 4 и 5;
- Дорожные и строительные битумы;
- Мазут топочный М -100.

Объемы переработки нефтяного сырья на Орском НПЗ:

- 2014 г. – 5 089 тыс. тонн;
- 2015 г. – 5 133 тыс. тонн;
- 2016 г. – 5 253 тыс. тонн;
- 2017 г. - 5 817 тыс. тонн;
- 2018 г. - 5 863 тыс. тонн;
- 2019 г. - 5 938 тыс. тонн;
- 2020 г. - 5 938 тыс. тонн;
- 2021 г. - 5 942 тыс. тонн.

Поставка нефтяного сырья на завод осуществляется по комбинированной схеме – трубопроводом АК «Транснефть» и по железной дороге. Реализация нефтепродуктов ведется железнодорожным и автомобильным транспортом.

Реализуемая АО «ФортеИнвест» совместно с ОАО «Орскнефтеоргсинтез» программа развития предусматривает реконструкцию существующих и строительство новых технологических установок ОАО «Орскнефтеоргсинтез» с целью повышения качества продукции и увеличения глубины и объемов переработки нефти. Концепция стратегии развития ОАО «Орскнефтеоргсинтез» основана на интеграции современных гидропроцессов переработки нефтяного сырья и облагораживания нефтепродуктов.

Стратегические цели программы развития Орского НПЗ:

- Выпуск автобензинов и дизельного топлив уровня Класса 5;

- Переработка нефти до 6000 тыс. тонн в год;
- Глубина переработки нефти до 98%;
- Выход светлых нефтепродуктов - до 85%.

В настоящий момент на заводе реализован ряд проектов по модернизации производства:

- Строительство установки тактового налива нефтепродуктов;
- Реконструкция установки гидроочистки дизельного топлива (1-й и 2-й этап);
- Реконструкция установки каталитического риформинга.
- Реконструкция установки четкой ректификации бензинов 22/4.
- Строительство установки изомеризации легких бензиновых фракций по российской технологии "Изомалк-2".
- Строительство установки висбрекинга гудрона.
- Строительство установки производства водорода;
- Строительство объектов для обеспечения внешнего энергоснабжения.
- Строительство установки получения серы;
- Строительство комплекса гидрокрекинга с объектами общезаводского хозяйства.
- Модернизация объектов общезаводского хозяйства.

В стадии реализации находятся следующие проекты:

- Строительство установки замедленного коксования;
- Строительство установки гидроочистки дистиллятов коксования;
- Строительство места хранения и отгрузки кокса.

1.2 Структура и организация предприятия

Производственные подразделения предприятия – цеха, участки, обслуживающие хозяйства и службы (прямо или косвенно участвующие в производственном процессе), взятые в совокупности, составляют его производственную структуру.

В структуру производственного комплекса входят следующие подразделения:

Цех № 1

«Первичная переработка нефти» - установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти:

ЭЛОУ – АВТ,

ЭЛОУ – АВТ – 3,

установка атмосферной перегонки нефти ЭЛОУ – АТ – 5,

установка четкой ректификации бензинов прямой гонки 22 – 4,

Блок разделения риформатов.

1) ЭЛОУ – АВТ, ЭЛОУ – АВТ – 3 установки предназначены для обезвоживания и обессоливания нефти и ее первичной переработки.

Сырье: сырая нефть, БГС.

Продукт: бензин прямой гонки – сырье установки 22- 4; авиационный керосин – сырье для установки Л – 24 – Т – 6; дизельное топливо – сырье для установки ЛЧ – 24 – 2000; гудрон – сырье 19 – 6М, висбрекинга; компонент товарного мазута – цех 10.

2) ЭЛОУ – АТ – 5 – установка предназначена для обессоливания и обезвоживания нефти и ее первичной переработки.

Сырье: сырая нефть, ловушечный продукт.

Продукт: бензин прямой гонки – сырье установки 22- 4; авиационный керосин – сырье для установки Л – 24 – Т – 6; дизельное топливо – сырье для установки ЛЧ – 24 – 2000; мазут – компонент товарного мазута – цех № 10.

Цех № 2

«Каталитического риформирования, гидроочистки и четкой ректификации»

Установка каталитического риформинга Л – 35 – 11 / 300 / 1,

Установка ЛГ – 35 – 11 / 3000 / 2,

Установка гидроочистки Л – 24 – Т – 6,

Установка ЛЧ – 24 – 2000,

Установка изомеризации пентан-гексановой фракции.

1) Л – 35 – 11 / 300 / 1, ЛГ – 35 – 11 / 300 / 2 – установки предназначены для производства высокооктанового компонента бензина.

Сырье: бензиновые фракции прямой гонки.

Продукт: бензин каталитического риформинга – сырье цеха № 10.

2) Л – 24 – Т – 6, ЛЧ – 24 – 2000 – установка предназначена для каталитической очистки нефтяных дистилляторов от сернистых, азотных и кислородных соединений.

Сырье: авиационный керосин, дизельное топливо.

Продукт: топливо РТ; дизельное топливо.

Цех № 3

Производство нефтебитума 19 – 6М, факельное хозяйство, эстакада налива вакуумного газойля, газофракционирующая установка 45 – 1, установка висбрекинга.

Цех № 5

Производство бензина, керосина, дизеля – установка гидрокрекинга.

Цех № 10

Участок 1, 2, 3 – резервуарные парки сырья, присадок, готовой продукции, эстакады слива сырья и налива готовой продукции, приготовление бензинов.

Цех ЦЗЛ (Центральная заводская лаборатория) – топливная, масляная, товарная.

Цех ПГВС (парогазовоздухоснабжения)

Установка производства инертного газа,

Установка получения азота А-0,6,

Установка получения азота АДА-2500-99,95,

Воздушная компрессорная,

Паровая котельная,

Химводоочистка.

Цех ВИК

Цех АТЦ (автотранспортное хозяйство).

Складское хозяйство

2. Установка гидрокрекинга.

2.1 Процесс гидрокрекинга

Процесс гидрокрекинга представляет собой каталитический процесс, протекающий в среде водородсодержащего газа с использованием специально подобранного сочетания катализаторов. Целью процесса является получение из тяжелого сырья дизельного топлива с содержанием серы не более 10 ppm масс и топлива РТ.

Основными реакциями процесса гидрокрекинга являются реакции:

- гидрогенолиза – разрыва связей C-S, C-N, C-O, характерны для гетероорганических соединений серы, азота, кислорода. В результате этих реакций образуются сероводород, аммиак и вода.
- гидрирования непредельных и ароматических углеводородов с получением нафтеновых и парафиновых углеводородов;
- крекинга парафиновых и нафтеновых углеводородов;
- dealкилирования циклических структур;
- изомеризации низкомолекулярных парафинов;
- удаления металлоорганических соединений.

Побочными реакциями, т.е. реакциями, которые приводят к снижению выхода товарных продуктов и снижают активность катализатора являются реакции ароматизации и поликонденсации, приводящие к коксообразованию.

2.2 Химизм процесса

Реакции серосодержащих соединений.

Сера в составе вакуумных дистиллятов присутствует в виде меркаптанов и бензо-, дибензо- и нафтобензотиофеновых соединений, содержащих от одного до шести ароматических колец, и циклических сульфидов.

Меркаптаны легко гидрируются с образованием соответствующих насыщенных углеводородов. Очистка от серы, содержащейся в составе ароматических колец - тиофенов и бензотиофенов, происходит гораздо труднее.

Все реакции экзотермичны и идут с образованием сероводорода.

Меркаптаны:



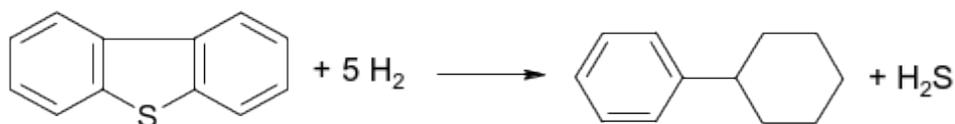
Сульфиды:



Тиофен:



Дибензотиофен:



В условиях высокого давления гидрогенолиз сернистых соединений будет практически полным. Гидрирование связей C – S сопровождается выделением тепла.

Ароматические углеводороды вакуумных газойлей в основном содержат алкильные группы нормального строения состава C₄-C₇. Не исключается присутствие более длинных алкильных групп. Кроме того, содержатся гибридные углеводороды, включающие не только ароматические циклы и алкановые цепи, но и насыщенные циклы.

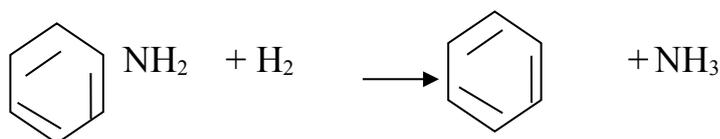
Для полициклических ароматических углеводородов характерно ступенчатое гидрирование с частичным раскрытием гидрированных колец и их dealкилированием. Превращение бициклических структур протекает с меньшей скоростью, чем полициклических, и по более сложным законам.

Реакции азотсодержащих соединений.

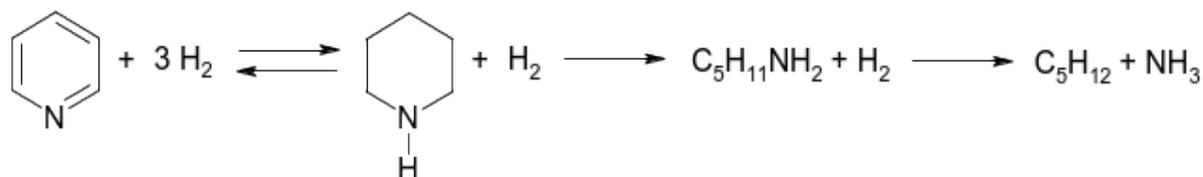
Азотсодержащие соединения в сырье представлены в основном производными анилина, пиридина и хинолина, возможно присутствие и других типов азотистых соединений.

Удаление азота происходит значительно труднее, чем удаление серы. При гидрировании азотсодержащих соединений образуется аммиак. Все реакции протекают с экзотермическим эффектом.

Анилин:



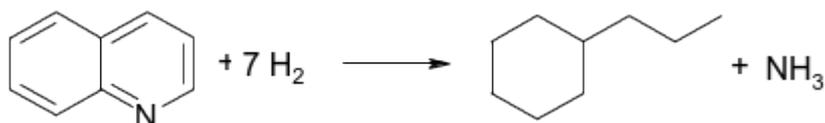
Пиридин:



Алифатические амины:



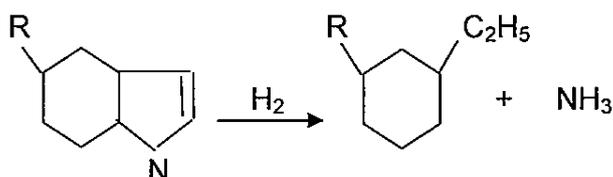
Хинолин:



Бензохинолин с низкой степенью алкильного замещения (C₁-C₂) подвергается деазотированию в большей степени, чем высшие гомологи (C₃ и выше).

Гидрирование нейтральных азотистых соединений в условиях гидрогенизационного облагораживания происходит достаточно легко и сопровождается разрывом цикла с образованием соответствующего предельного углеводорода:

Производные индола:



Азотсодержащие соединения характеризуются высокой термостабильностью (энергия разрыва связи C – N составляет 335 кДж/моль).

В условиях глубокого гидродеазотирования в связи с образованием аммиака предусмотрена отмывка продуктов реакции от него во избежание отложений сульфида аммония в технологическом оборудовании.

Реакции кислородсодержащих соединений.

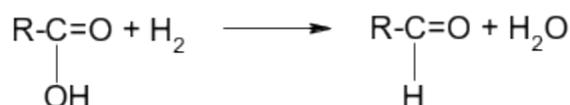
Соединения кислорода в сырье представлены спиртами, фенолами, альдегидами и кислотами. Кислород в составе органических соединений удаляется в процессе гидрирования углерод-кислородной связи с образованием воды и углеводородов.

Реакция протекает с экзотермическим эффектом. Кислородсодержащие соединения превращаются следующим образом:

Спирты и фенолы:



Кислоты:



Реакции гидрокрекинга.

Реакции гидрокрекинга - совокупность ряда параллельно и последовательно протекающих реакций.

К основным реакциям гидрокрекинга можно отнести:

- расщепление парафиновых углеводородов с последующим насыщением водородом свободных связей

- гидродеалкилирование нафтеновых и ароматических углеводородов;
- раскрытие нафтеновых колец (гидродециклизация нафтенов);
- глубокое гидрирование бициклических и частичное гидрирование моноциклических ароматических углеводородов;
- гидроизомеризация промежуточных продуктов расщепления и гидрирования;
- реакции металлоорганических соединений.

Кроме того, протекают нежелательные (побочные) реакции коксообразования.

Все реакции, в которых расходуется водород, экзотермичны, но скорости их неодинаково меняются с повышением температуры ввиду разной энергии активации.

Таким образом, повышение температуры способствует реакциям разложения с уменьшением молекулярного веса углеводорода.

Типичный пример – крекинг парафиновых углеводородов C_{20} на две молекулы C_{10} или другую комбинацию более легких углеводородов.



Реакции деалкилирования высокомолекулярных ароматических углеводородов протекают по следующим направлениям:

- отщепление цепи непосредственно у ароматического кольца:
- разрыв боковой цепи в некоторой промежуточной точке:
- раскрытие прогидрированного ароматического кольца в конденсированных бициклических ароматических углеводородах:

При гидрокрекинге полициклических ароматических углеводородов наблюдается чередование реакций гидрирования ароматических углеводородов и расщепления гидрированных колец. Причем следует отметить, селективность гидрирования — чем больше число циклов, тем выше скорость гидрирования, т.е. происходит дальнейшее глубокое разрушение бициклических ароматических углеводородов и переход к моноциклическим структурам.

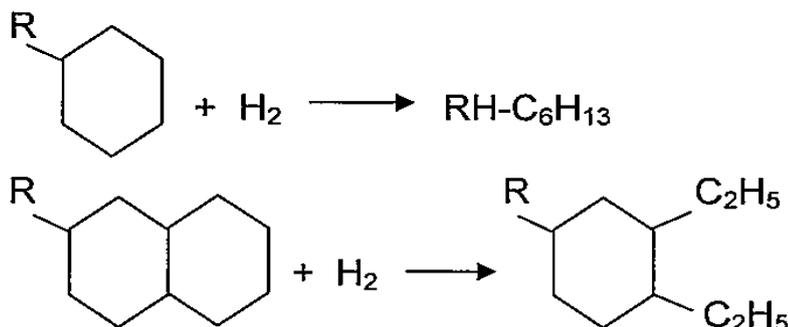
Превращение бициклических ароматических углеводородов протекает через промежуточную стадию гидрирования ароматического кольца и последующего его раскрытия. Причем первое кольцо гидрируется значительно легче, чем последующее. Гидрокрекинг конденсированных бициклических ароматических углеводородов приводит к образованию моноциклических структур, а также алканов и циклоалканов.

Моноциклические ароматические углеводороды в условиях гидрокрекинга гидрируются в наименьшей степени.

Как правило, при гидрокрекинге не ставится задача полного гидрирования моноциклической ароматики, которая не вызывает заметного торможения реакций расщепления парафинонафтеновых углеводородов и может присутствовать в ограниченном количестве в дизельном топливе.

Гидрирование ароматических углеводородов происходит через стадию образования нафтеновых колец, а дальнейший процесс приводит к дегидроциклизации нафтенов.

Реакции раскрытия нафтеновых колец:



Полициклические нафтены способны к реакциям последовательной дециклизации и деалкилирования с преобладанием в продуктах глубокого превращения моноциклических нафтенов. Однако, возможна изомеризация циклов.

Парафиновые углеводороды, образовавшиеся в результате гидрирования, в условиях гидрокрекинга также могут подвергаться распаду



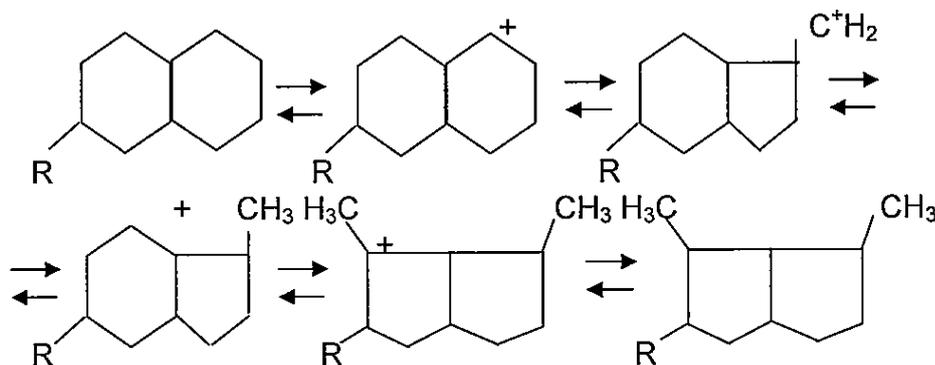
по карбоний-ионному механизму, включающему дегидрирование исходных парафинов и гидрирование промежуточных олефинов. В условиях гидрокрекинга распад парафиновых углеводородов может протекать достаточно глубоко.

Для парафиновых углеводородов с числом атомов углерода C₉ и C₁₀ характерно некоторое уменьшение степени конверсии в связи с образованием устойчивых к дальнейшему распаду осколков C₅.

Реакции изомеризации образовавшихся осколков протекают наряду с реакциями расщепления и раскрытия циклов. Реакции изомеризации протекают с небольшим тепловым эффектом, они эндотермичны.

При расщеплении ароматических углеводородов образуются алкилбензолы с короткими боковыми связями, которые вступают в реакции изомеризации.

При ступенчатом гидрировании алкилзамещенного нафталина с образованием углеводородов, содержащих циклогексановые кольца (декалин), происходит быстрая изомеризация последних в циклопентановые производные:



Подвержены изомеризации и парафиновые углеводороды через промежуточное образование олефинов:

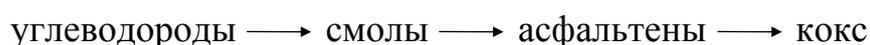


Причем, образующиеся олефины разветвленного строения насыщаются и уже не могут изомеризоваться, т.е. присутствие водорода в этом случае тормозит реакции изомеризации. Олефины нормального строения сначала изомеризуются, а затем гидрируются, образуя изопарафины.

Изомеризация протекает по ионному механизму. Соотношение выходов продуктов определяется соотношением скоростей изомеризации карбоний-ионов, их распада и стабилизации.

Степень изомеризации продуктов гидрокрекинга (фракций C₄ и C₅) с утяжелением сырья снижается вследствие более высокой скорости распада карбоний-иона с большим числом атомов углерода относительно скорости их изомеризации.

Реакции коксообразования происходят в результате накопления в продуктах реакции деструкции осколков молекул углеводородов, склонных к поликонденсации с аренами или полимеризации, дающих продукты с увеличивающейся молекулярной массой и ароматизированностью по следующей схеме:



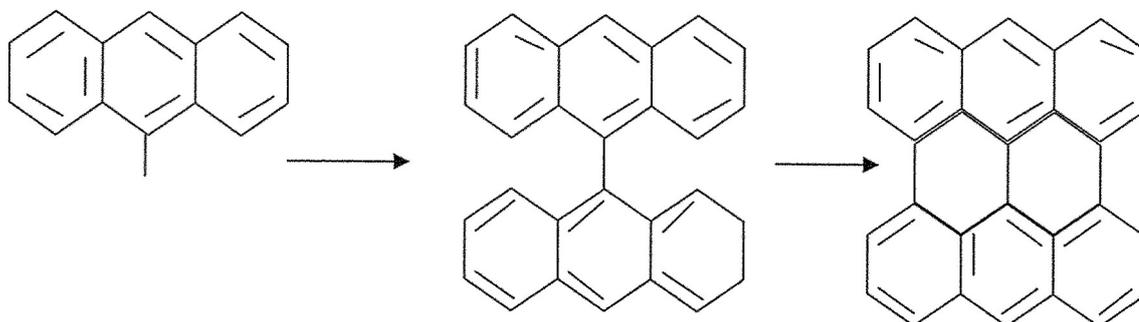
Ароматические углеводороды и непредельные углеводороды играют определяющую роль в образовании кокса на катализаторе за счет процессов полимеризации и поликонденсации.

При разрыве циклоалкановых колец образуются осколки ненасыщенного характера, к которым на поверхности катализатора может присоединиться водород, после чего происходит их полимеризация и конденсация с образованием полициклических нафтоароматических высокомолекулярных соединений, которые образуют отложения кокса на поверхности катализатора.

Образование полициклических ароматических углеводородов определяется химией процесса и связано с высокими температурами в реакторах гидрокрекинга. Из-за перегрева в порах катализатора происходит смещение равновесия реакций расщепления ароматических углеводородов в сторону образования полициклических ароматических структур, которые в дальнейшем превращаются в тяжелые полициклические ароматические

соединения с числом ядер 7 и выше в результате реакций конденсации на катализаторе гидрокрекинга.

Типовой пример реакции поликонденсации:



Наиболее интенсивно коксообразование понижает активность катализатора в реакциях собственно гидрокрекинга, затем в реакциях гидрирования.

Реакции металлоорганических соединений. В сырье металлоорганические соединения представлены в основном соединениями ванадия и никеля. В процессе очистки металлы оседают на катализаторе. Их повышенное содержание может привести к блокированию активных центров и соответственно к потере активности катализатора.

2.3 Влияние параметров на протекание процессов гидрокрекинга.

На выход и качество продуктов процесса гидрокрекинга основное воздействие оказывают следующие технологические параметры:

- температура;
- парциальное давление водорода;
- объемная скорость подачи сырья;
- кратность рециркуляции водорода;
- качество сырья.

Температура.

Температура оказывает весьма сильное влияние на протекание основных реакций гидрокрекинга. Умеренное повышение температуры благоприятно сказывается на увеличении скорости гидрирования и глубине расщепления сырья.

Для рассматриваемого варианта технологии гидрокрекинга оптимальные значения температуры условий лежат в пределах 367÷433°C. С учетом необходимого подъема температуры процесса в течение цикла для компенсации частичной потери активности катализатора и обеспечения требуемой глубины превращения верхний предел температуры предусмотрен на уровне 452°C в конце цикла, выше которого наступает быстрая дезактивация катализатора в результате нарушения равновесия.

При повышении температуры в продуктах несколько увеличивается содержание ароматических соединений, что незначительно снижает показатель высоты некоптящего пламени.

Вследствие экзотермичности основных реакций гидрокрекинга при значительном росте температуры равновесие смещается в сторону эндотермических реакций дегидрирования, что снижает качество получаемых дизельных топлив, также значительно возрастает газо- и бензинообразование, а, следовательно, уменьшается выход дизельных топлив.

С чрезмерным ростом температуры образуются вторичные многоядерные ароматические углеводороды, способные вступать в реакции полимеризации и поликонденсации, что приведет к закоксовыванию катализатора и резкому снижению межрегенерационного цикла его эксплуатации.

При значительном увеличении температуры снижается степень насыщения и последующего крекирования полициклической ароматики.

Для снятия избыточного тепла реакций и для поддержания требуемого перепада температур по слою катализатора между слоями предусмотрена подача холодного ВСГ.

Парциальное давление водорода.

Суммарное влияние парциального давления водорода складывается из влияния общего давления и концентрации водорода в циркулирующем газе.

Повышение парциального давления водорода в первую очередь усиливает реакции гидрирования сырья и образующихся продуктов, гидрирования и деалкилирования ароматических углеводородов, насыщения нафтеновых колец, что благоприятно сказывается на качестве получаемых продуктов.

При высоком парциальном давлении водорода значительно увеличиваются продолжительность непрерывного цикла работы и срок службы катализатора и понижаются затраты на его эксплуатацию.

Объемная скорость подачи сырья.

Объемная скорость подачи сырья – условная величина, означающая объем перерабатываемого сырья в час, приходящийся на объем загруженного катализатора.

Оптимальное значение объемной скорости подачи задано нормами технологического режима.

Возможное снижение скорости подачи сырья при уменьшении производительности установки при сохранении кратности циркуляции ВСГ приведет к увеличению глубины превращения сырья, а значит к повышенному образованию легкокипящих продуктов и увеличению тепловых эффектов.

В случае снижения объемной скорости подачи сырья для достижения требуемых равновесных выходов дизельного топлива следует снизить температуру процесса.

Кратность циркуляции водорода.

Реакции гидрокрекинга характеризуются высоким потреблением водорода, следовательно, концентрация водорода в процессе будет снижаться. Соответственно, будет уменьшаться и парциальное давление водорода.

Для поддержания парциального давления водорода необходимо подавать избыточное количество водорода, которое может быть обеспечено путем поддержания соответствующей кратности рециркуляции.

При повышении кратности рециркуляции ВСГ возрастает выход жидких продуктов и снижается потребление водорода, но при этом значительно возрастают энергозатраты.

Качество сырья.

Качество сырья определяют оперативные условия процесса гидрокрекинга. На результаты процесса влияет содержание в сырье:

азотистых и полициклических ароматических углеводородов;

серосодержащих соединений;

асфальтенов;

тяжелых металлов (никель, ванадий, железо);

механических примесей.

Содержание азотистых и полициклических ароматических углеводородов определяет срок службы катализатора. Обладая высокими адсорбционными эффектами, они принимают участие в образовании коксовых отложений, что приводит к дезактивации катализатора и сокращению срока его службы.

Серосодержащие соединения мало влияют на выходы продуктов. Даже высокое их содержание дает незначительное содержание серы в продуктах процесса.

Содержание асфальтенов также определяет срок службы катализатора. Они являются предшественниками кокса и вызывают загрязнение катализатора, сокращая межрегенерационный срок его эксплуатации. В целом содержание асфальтенов оказывает незначительное влияние на выходы и качество продуктов.

Тяжелые металлы, обладая высокой адсорбционной способностью, в процессе будут отлагаться на наружной поверхности и в порах катализатора, что приведет к его дезактивации. Для компенсации дезактивации катализатора потребуются форсирование режима за счет повышения температуры, что также нежелательно, так как приведет к ускоренному закоксовыванию катализатора. При высоком содержании примесей металлов часть загрузки катализатора может потерять способность к регенерации.

Механические примеси, содержащиеся в сырье, попадая в систему установки, могут вызвать коррозию технологического оборудования. Впоследствии вместе с продуктами коррозии они будут забивать поверхность

слоя катализатора, нарушать распределение потока в реакторах и вызывать увеличение перепада давления в слое.

С целью максимально возможного снижения содержания механических примесей в исходном сырье предусмотрена его фильтрация на линии подачи.

Описание технологического процесса.

Катализаторная система загружается в два последовательно установленных реактора.

В первом реакторе предусмотрено применение следующих катализаторов:

катализаторов защитного слоя, предназначенных для удаления металлов и азота;

катализатора предочистки DN-3620A (Ø1,6 мм);

катализаторов гидрокрекинга Z-HD-11, Z-3723

Во второй реактор загружается катализатор гидрокрекинга Z-2623 и посточистки DN-3620A (Ø2,5 мм).

При температуре выше 430°C начинается реакция рекомбинации сероводорода с углеводородами. Для снятия избыточного тепла экзотермической реакции гидрокрекинга между слоями катализатора первого и второго реакторов предусмотрена подача квенча – холодного циркулирующего ВСГ.

Процесс протекает в среде водородсодержащего газа (ВСГ), при следующих параметрах:

парциальное давление водорода 14,32 МПа(абс);

температура в слое катализатора 367/433 °С;

объемная скорость подачи сырья 0,64 ч⁻¹;

кратность циркуляции ВСГ не менее 500 нм³/м³ сырья.

Схемой предусмотрены компрессоры:

компрессор циркулирующего ВСГ – центробежный;

компрессор свежего газа – дожимной, поршневой со 100% резервом.

Свежий газ подается в линию нагнетания циркуляционного компрессора.

Сепарация принята горячая, двухступенчатая.

Газопродуктовая смесь гидрокрекинга из реакторов разделяется в горячем сепараторе высокого давления (ГСВД). Жидкая фаза ГСВД после дросселирования направляется в горячий сепаратор низкого давления (ГСНД), в котором разделяется на водородсодержащий газ и углеводородный газ. Газовая фаза из ГСВД охлаждается в теплообменнике и АВО и направляется в холодный сепаратор высокого давления (ХСВД), в котором разделяется на циркулирующий водородсодержащий газ и жидкие углеводороды.

В циркуляционном контуре перед АВО парогазовой смеси предусмотрена подача промывной воды для отмывки аммонийных солей.

Углеводородный газ из ГСНД и жидкие углеводороды из ХСВД направляются в холодный сепаратор низкого давления (ХСНД).

Из горячего сепаратора низкого давления гидрогенизат поступает в отпарную колонну.

В отпарной колонне происходит отпарка сероводорода, углеводородного газа, легкого бензина и воды от гидрогенизата. Для отпарки используется водяной пар среднего давления.

Для обеспечения требований по качеству получаемых бензинов предусмотрены дебутанизатор и колонна разделения бензина.

Разделение отпаренного гидрогенизата на товарные компоненты происходит во фракционирующей колонне. Для нагрева сырья фракционирующей колонны предусмотрена печь. В куб колонны предусмотрена подача водяного пара среднего давления.

Боковыми погонями выводится керосин и дизельное топливо. Для получения требуемого качества керосина предусмотрен стриппинг керосина. Подвод тепла осуществляется ребойлером. Для получения требуемого качества дизельного топлива (температуры вспышки) предусмотрен стриппинг дизельного топлива. Подвод тепла осуществляется паром среднего давления.

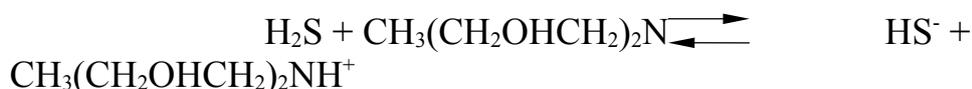
Кубовым продуктом является остаток гидрокрекинга.

2.4 Процесс аминовой очистки

Для очистки циркулирующего ВСГ и углеводородных газов предусмотрена очистка от сероводорода в абсорберах 35% раствором МДЭА.

Химизм процесса аминовой очистки.

Метилдиэтанолламин реагирует с H_2S с образованием гидросульфида или сульфида амина, причем равновесие реакции устанавливается мгновенно.



МДЭА очень медленно вступает в реакцию с CO_2 :



Влияние параметров на процесс аминовой очистки.

Основными технологическими параметрами, влияющими на процесс очистки углеводородного газа от сероводорода в абсорбере МДЭА, являются:

температура абсорбции;

давление;

качество аминового раствора.

Температура.

Температура в абсорбере определяется температурой регенерированного раствора и выделяющейся теплотой реакции взаимодействия H_2S с МДЭА.

Температура регенерированного раствора должна обеспечить требуемую степень очистки газа, т.е. равновесное давление H_2S над регенерированным раствором должно быть ниже парциального давления в очищенном газе.

Хемосорбция сероводорода раствором МДЭА лучше всего протекает при низких температурах. Температура регенерированного раствора МДЭА должна быть на 5-6 °С выше температуры подаваемого в колонну углеводородного газа, для предотвращения конденсации тяжелых углеводородов, содержащихся в газе.

Понижение температуры приводит к повышению извлечения сероводорода за счет сдвига равновесия экзотермического процесса абсорбции, но снижает селективность процесса вследствие возрастания растворимости углеводородов в растворе абсорбента.

Увеличение температуры повышает селективность процесса по отношению к кислым компонентам, но может привести к возрастанию остаточного содержания кислых компонентов в очищенном газе.

Давление.

Повышение давления при неизменных температуре и концентрации МДЭА приводит к большему извлечению H_2S .

Качество раствора МДЭА.

С повышением концентрации раствора его абсорбционная способность увеличивается. Использование раствора с более высокой концентрацией дает возможность снизить циркуляцию раствора и уменьшить тепловые и энергетические затраты на нагрев и перекачку раствора. Однако при этом в результате большей абсорбции кислых компонентов повышается температура насыщенного раствора в кубе абсорбера, что приводит к снижению движущей силы процесса и ухудшению условий очистки. Концентрированный раствор амина имеет большую растворяющую способность по отношению к углеводородным компонентам газа.

При увеличении концентрации МДЭА так же повышается температура кипения раствора, а, следовательно, расход пара при регенерации, кроме того, вязкий раствор амина проявляет большую склонность к вспениванию.

Для предотвращения вспенивания применяется антивспениватель, который подается в систему постоянно небольшими порциями.

3. Описание технологической схемы и вспомогательных систем

3.1 Сырьевой блок

Описание поточной схемы:

Вакуумный газойль (сырье, ВГО) с установок ЭЛОУ-АВТ и/или из пром. парка с температурой $60 \div 90$ °С поступает в паровой подогреватель холодного сырья Т-23, где нагревается до 120 °С паром среднего давления, затем теплообменник сырье/среднее ЦО Т-21, где нагревается до 140 °С, проходит фильтр сырья с автоматической обратной промывкой Ф-01 и направляется в отстойник сырья Е-01. Промывка фильтра Ф-01 осуществляется обратным ходом потоком отфильтрованного сырья. Промывочная жидкость направляется в емкость сбора промывочной жидкости Е-32. Из емкости Е-32 жидкая фаза откачивается насосами Н-32А/В за границу установки.

3.2 Реакторный блок

Описание поточной схемы:

Из емкости Е-01 вакуумный газойль забирается насосом Н-01А/В и подается на смешение с холодным циркулирующим водородсодержащим газом от компрессора ЦК-02. После смешения газосырьевая смесь направляется последовательно в теплообменники Т-04, Т-02/1,2, Т-01/1,2, где нагревается за счет тепла газопродуктовой смеси, выходящей из реактора гидрокрекинга Р-02. Часть вакуумного газойля с нагнетания Н-01А/В подается в Т-01/1,2 минуя теплообменники Т-04 и Т-02/1,2. После теплообменника Т-01/1,2 газосырьевая смесь подается на смешение с горячим циркулирующим водородсодержащим газом, нагретым в печи П-01, и далее последовательно в реактор предварительной обработки Р-01 и реактор гидрокрекинга Р-02. В реакторах предварительной обработки Р-01 и гидрокрекинга Р-02 предусмотрено по три слоя катализатора с плотной загрузкой. Технологической схемой предусмотрен контроль температуры каждого слоя катализатора. Для снятия избыточного тепла реакции гидрокрекинга между секциями реактора предусмотрена подача «квенча» - холодного водородсодержащего газа, расходы которого регулируются в зависимости от температуры в слоях катализатора. Газопродуктовая смесь гидрокрекинга из Р-02 направляется последовательно в теплообменники Т-01/1,2, Т-02/1,2, Т-03, Т-04, где отдает свое тепло газосырьевой смеси и циркулирующему ВСГ, и далее в горячий сепаратор высокого давления С-02, где происходит разделение смеси на водородсодержащий газ, насыщенный углеводородами, и нестабильный продукт гидрокрекинга (гидрогенизат).

Парогазовая фаза из горячего сепаратора высокого давления С-02, содержащая в основном ВСГ, охлаждается последовательно в теплообменниках Т-05, Т-06, поступает в смеситель промывочной воды М-01, в который подается вода насосом циркуляции промывочной воды Н-02А/В, охлаждается в воздушном холодильнике ХВ-01 и поступает в холодный

сепаратор высокого давления С-04 (трехфазный сепаратор), где происходит разделение смеси на неочищенный циркулирующий ВСГ, жидкие углеводороды и кислую воду.

Газовая фаза из сепаратора С-04 (неочищенный циркулирующий ВСГ, пары ХСВД) направляется в каплеотбойник абсорбера циркуляционного газа С-07 и далее в абсорбер циркулирующего ВСГ К-01. Регенерированный раствор МДЭА на очистку циркулирующего ВСГ насосом Н-03А/В подается на верхнюю тарелку абсорбера К-01. Очищенный от сероводорода циркулирующий ВСГ с верха К-01 направляется в сепаратор на приеме циркуляционного компрессора С-08 и далее на прием циркуляционного компрессора ЦК-02. Циркулирующий ВСГ с нагнетания ЦК-02 тремя потоками направляется в реакторный блок гидрокрекинга: первый поток направляется в узел смешения с холодным вакуумным газойлем перед Т-04; второй поток нагревается последовательно в теплообменниках Т-05, Т-03, печи нагрева циркуляционного газа П-01 и направляется в узел смешения с горячей газосырьевой смесью гидрокрекинга; третий поток подается в виде «квенча» для регулирования температуры в слое катализатора реакторов Р-01 и Р-02. В линию нагнетания циркуляционного компрессора ЦК-02 подается водород от компрессора подпиточного водорода ПК-01А/В.

Гидрогенизат горячего сепаратора высокого давления С-02 поступает в горячий сепаратор низкого давления С-03.

Жидкие углеводороды холодного сепаратора высокого давления С-04 направляются в холодный сепаратор низкого давления С-05.

Кислая вода снизу С-04 отдельным потоком также направляется в холодный сепаратор низкого давления С-05.

3.3 Блок подпиточного газа

Описание поточной схемы:

Водород из секции производства водорода поступает в сепаратор на приеме 1-й ступени компрессора подпиточного водорода С-09А/В и далее на прием первой ступени компрессора ПК-01А/В. Водород с нагнетания первой ступени компрессора охлаждается в воздушном холодильнике 1-й ступени компрессора подпиточного водорода ХВ-03А/В и поступает в сепаратор на приеме 2-й ступени компрессора подпиточного водорода С-10А/В и далее на прием второй ступени компрессора ПК-01А/В. Водород с нагнетания второй ступени компрессора охлаждается в воздушном холодильнике 2-й ступени компрессора подпиточного водорода ХВ-04А/В и поступает в сепаратор на приеме 3-й ступени компрессора подпиточного водорода С-11А/В и далее на прием третьей ступени компрессора ПК-01А/В. С нагнетания третьей ступени компрессора водород поступает на смешение с циркулирующим ВСГ. Избыток подпиточного водорода с третьей ступени компрессора ПК-01А/В циркулирует по байпасу через холодильник байпаса компрессора подпиточного газа ХВ-05 в сепаратор на приеме 1-й ступени компрессора подпиточного водорода С-09А/В.

3.4 Блок сепарации низкого давления

Описание поточной схемы:

Гидрогенизат горячего сепаратора высокого давления С-02 поступает в горячий сепаратор низкого давления С-03. Парогазовая фаза из горячего сепаратора низкого давления С-03, содержащая в основном ВСГ (отдувочный ВСГ), охлаждается в воздушном холодильнике-конденсаторе паров горячего сепаратора низкого давления ХВ-02 и далее совместно с жидкими углеводородами холодного сепаратора высокого давления С-04 направляется в холодный сепаратор низкого давления С-05.

Жидкий продукт горячего сепаратора низкого давления С-03 (продукт гидрокрекинга, гидрогенизат) направляется в отпарную колонну К-02.

Газовая фаза из трехфазного многосекционного холодного сепаратора низкого давления С-05 направляется в каплеотбойник неочищенного газа СД С-19.

Кислая вода из отдельной секции холодного сепаратора низкого давления С-05 выводится в блок отпарки кислых стоков за границу установки (кислая вода из холодного сепаратора высокого давления С-04).

В средней секции С-05 находится зона, отстоя промывочной воды и гидрогенизата. Секции вывода промывочной воды и гидрогенизата отделены от зоны отстоя переливными стенками.

Промывочная вода из С-05 насосом циркуляции промывочной воды Н-02А/В направляется на смешение с парогазовой фазой из горячего сепаратора высокого давления С-02 в смесителе промывочной воды М-01.

Гидрогенизат из С-05 нагревается в теплообменнике Т-06 и направляется в отпарную колонну К-02.

Деаэрированная вода от насоса питательной воды Н-34А/В охлаждается в холодильнике промывочной воды Т-28 и далее подается в емкость промывочной воды Е-06. Из емкости Е-06 насосом свежей промывочной воды Н-20А/В вода подается двумя потоками на промывку в поток верхнего продукта ГСНД С-03 перед ХВ-02 и перед сепаратором С-05.

3.5 Блок отпарной колонны

Описание поточной схемы:

Гидрогенизат холодного сепаратора низкого давления С-05, некондиционный продукт из емкости сбора конденсата эжекторов блока вакуумной осушки дизельного топлива Е-14 после подогрева в теплообменнике Т-06, а также гидрогенизат горячего сепаратора низкого давления С-03, поступают в отпарную колонну К-02.

В кубовую часть отпарной колонны К-02 подается перегретый водяной пар среднего давления для отпарки из нестабильного гидрогенизата легких углеводородов и сероводорода.

Пары с верха колонны К-02 конденсируются в воздушном холодильнике-конденсаторе отпарной колонны ХВ-06 и поступают в емкость орошения отпарной колонны Е-12.

Углеводородный газ из емкости Е-12 направляется в каплеотбойник неочищенного газа НД С-21.

Жидкая фаза углеводородов из емкости Е-12 (нестабильный бензин) забирается насосом Н-04А/В; часть возвращается в отпарную колонну К-02 в качестве орошения, балансовое количество нестабильного бензина направляется в теплообменник сырье/кубовый продукт дебутанизатора Т-14.

Кислая вода из отстойника емкости Е-12 выводится в емкость промывочной воды Е-06.

Кубовый продукт отпарной колонны К-02 насосу Н-05А/В направляется в теплообменник дизельная фракция/сырье фракционатора Т-07/1,2.

3.6 Блок фракционирующей колонны

Описание поточной схемы:

Кубовый продукт отпарной колонны К-02 насосом Н-05А/В направляется в теплообменник дизельная фракция/сырье фракционатора Т-07/1,2, где подогревается потоком дизельной фракции, затем в теплообменник ЦО/сырье фракционатора Т-08/1,2, где подогревается потоком нижнего циркуляционного орошения, затем в теплообменник остаток ГК/сырье фракционатора Т-09/1,2, где подогревается потоком остатка гидрокрекинга, далее нагревается в печи фракционирующей колонны П-02 и поступает в фракционирующую колонну К-03.

Во фракционирующей колонне К-03 происходит разделение нестабильного гидрогенизата на нестабильный бензин, керосиновую и дизельную фракции и тяжелый остаток. Колонна К-03 имеет два стриппинга: стриппинг керосина К-04 и стриппинг дизельной фракции К-05.

Для отпарки легких углеводородов из тяжелого остатка в куб фракционирующей колонны К-03 подается перегретый пар среднего давления.

Верхний продукт фракционирующей колонны К-03 охлаждается в воздушном холодильнике-конденсаторе фракционирующей колонны ХВ-07 и поступает в емкость орошения фракционирующей колонны Е-13.

Часть нестабильного бензина из емкости орошения фракционирующей колонны Е-13 насосом орошения фракционирующей колонны Н-08А/В подается в К-03 в качестве орошения. Балансовое количество нестабильного бензина из Е-13 насосом нестабильного бензина Н-09А/В направляется в теплообменник сырье/кубовый продукт дебутанизатора Т-14.

Вода из отстойника Е-13 насосом технологической воды Н-10А/В направляется в емкость Е-06 и на промывку перед воздушным холодильником-конденсатором отпарной колонны ХВ-06.

С 17-ой тарелки (нумерация с верха) колонны К-03 отбирается среднее циркуляционное орошение и насосом среднего ЦО Н-23А/В направляется в теплообменник сырье/среднее ЦО Т-21, где охлаждается потоком сырьевого вакуумного газойля, затем в генератор пара среднего давления Т-22 и далее возвращается на 14-ю тарелку колонны К-03.

С 38-ой тарелки (нумерация с верха) колонны К-03 отбирается нижнее циркуляционное орошение и насосом нижнего циркуляционного орошения Н-06А/В направляется в теплообменник ЦО/сырье фракционатора Т-08/1,2, где отдает свое тепло кубовому продукту отпарной колонны (сырью К-03), и далее возвращается на 34-ю тарелку колонны К-03.

С 13-ой тарелки (нумерация с верха) колонны К-03 выводится боковой погон керосиновой фракции и направляется в стриппинг керосина К-04. Пары из стриппинга К-04 возвращаются в колонну К-03 под 13-ю тарелку.

С 33-ой тарелки (нумерация с верха) колонны К-03 выводится боковой погон дизельной фракции и направляется в стриппинг дизельной фракции К-05. Пары из стриппинга К-05 возвращаются в колонну К-03 под 33-ю тарелку.

Кубовый продукт фракционирующей колонны К-03 (остаток ГК) забирается насосом кубового продукта фракционирующей колонны Н-07А/В, охлаждается последовательно в теплообменнике остаток ГК/сырье фракционатора Т-09/1,2, ребойлере стриппинга керосина Т-10, ребойлере дебутанизатора Т-17, холодильнике остатка гидрокрекинга Т-11 и выводится за границу установки.

В стриппинге керосина К-04 из керосиновой фракции отпариваются легкие углеводороды. Тепло в кубовую часть К-04 поступает из ребойлера стриппинга керосина Т-10, нагреваемого потоком остатка гидрокрекинга.

Керосин из стриппинга К-04 забирается насосом керосина Н-11А/В, охлаждается последовательно в ребойлере колонны разделения бензина Т-19, теплообменнике сырье дебутанизатора/керосин Т-15, воздушном холодильнике керосина ХВ-09 и выводится за границу установки (в промежуточный парк резервуаров).

В стриппинге дизельной фракции К-05 из дизельной фракции отпариваются легкие углеводороды. В кубовую часть К-05 подается перегретый пар среднего давления.

Дизельная фракция из стриппинга К-05 забирается насосом дизельной фракции Н-12А/В, охлаждается в теплообменнике дизельная фракция/сырье фракционатора Т-07/1,2 и направляется в колонну вакуумной осушки К-06.,

3.7 Блок дебутанизатора

Описание поточной схемы:

Объединенный поток нестабильного бензина из емкостей орошения отпарной колонны Е-12 и фракционирующей колонны Е-13 нагревается последовательно в теплообменнике сырье/кубовый продукт дебутанизатора Т-14, теплообменнике сырье дебутанизатора/керосин Т-15 и подается в дебутанизатор К-07.

Верхний поток из дебутанизатора К-07 поступает в воздушный холодильник дебутанизатора ХВ-11, доохлаждается в водяном холодильнике верхнего продукта дебутанизатора Т-16 и затем направляется в емкость орошения дебутанизатора Е-17.

Углеводородный газ из емкости орошения дебутанизатора Е-17 смешивается с углеводородным газом из емкости орошения отпарной колонны Е-12 и направляется в каплеотбойник неочищенного газа НД С-21 и далее на аминовую очистку в абсорбер отходящего газа НД К-10.

Кислая вода из отстойника емкости Е-17 выводится в емкость промывочной воды Е-06.

Сжиженные углеводородные газы из емкости орошения дебутанизатора Е-17 насосом орошения дебутанизатора Н-16А/В возвращаются в качестве орошения в дебутанизатор К-07. Балансовое количество СУГ насосом сжиженного газа Н-17А/В выводится в секцию производства водорода.

Кубовый продукт дебутанизатора К-07 (стабильный бензин) охлаждается в теплообменнике сырье/кубовый продукт дебутанизатора Т-14 и под собственным давлением направляется в колонну разделения бензина К-08.

Тепло в кубовую часть дебутанизатора К-07 поступает из ребойлера дебутанизатора Т-17, нагреваемого потоком остатка гидрокрекинга.

3.8 Блок колонны разделения бензина

Описание поточной схемы:

Кубовый продукт дебутанизатора К-07 из теплообменника сырье/кубовый продукт дебутанизатора Т-14 подается в колонну разделения бензина К-08.

Верхний поток из колонны разделения бензина К-08 поступает в воздушный холодильник верхнего продукта колонны разделения бензина ХВ-12 и далее в емкость орошения колонны разделения бензина Е-18.

Вода из отстойника емкости Е-18 выводится в канализацию.

Легкий бензин из емкости орошения колонны разделения бензина Е-18 насосом орошения колонны разделения бензина Н-18А/В возвращаются в качестве орошения в колонну разделения бензина К-08. Балансовое количество легкого бензина с нагнетания насоса Н-18А/В охлаждается в водяном холодильнике легкого бензина Т-20/1,2 и выводится за границу установки.

Кубовый продукт колонны разделения бензина К-08 (тяжелый бензин) забирается насосом тяжелого бензина Н-19А/В, охлаждается последовательно

в воздушном холодильнике тяжелого бензина ХВ-13 и в водяном холодильнике тяжелого бензина Т-18/1,2 и выводится за границу установки.

Тепло в кубовую часть колонны разделения бензина К-08 поступает из ребойлера колонны разделения бензина Т-19, нагреваемого потоком керосина.

3.9 Блок вакуумной осушки дизельного топлива

Описание поточной схемы:

Дизельная фракция из стриппинга К-05 забирается насосом Н-12А/В, охлаждается в теплообменнике дизельная фракция/сырье фракционатора Т-07/1,2 и направляется в колонну вакуумной осушки К-06.

Кубовый продукт колонны вакуумной осушки К-06 (дизельное топливо) забирается насосом гидроочищенного дизельного топлива Н-15А/В, охлаждается последовательно в теплообменнике нагрева питательной воды Т-24 и воздушном холодильнике дизельной фракции ХВ-10 и выводится за границу установки.

Разряжение в колонне вакуумной осушки К-06 создается вакуумсоздающей системой ВСС-01.

Пары легких углеводородов и воды с верха К-06 направляются в предварительный конденсатор эжектора Т-12, в который в качестве хладагента подпорным насосом охлаждающей воды Н-44А/В подается обратная вода I системы, охлаждаются и конденсируются. Конденсат направляется в емкость сбора конденсата эжекторов Е-14 (барометрическая емкость).

Несконденсированные пары из Т-12 отсасываются эжектором вакуумной системы ЭЖ-01А/В, в который в качестве рабочего тела подается пар среднего давления. Далее несконденсированные пары и водяной пар направляются в конденсатор эжектора Т-13, в который в качестве хладагента подпорным насосом охлаждающей воды Н-44А/В подается обратная вода I системы. Конденсат направляется в емкость сбора конденсата эжекторов Е-14 (барометрическая емкость).

Несконденсированные пары из Т-13 (отходящий газ) направляются в уравнительную емкость газа ВСС Е-15, затем в сепаратор газа ВСС С-16 и далее на сжигание в печь фракционирующей колонны П-02.

Углеводородный конденсат из емкости сбора конденсата эжекторов Е-14 откачивается насосом откачки углеводородов из вакуумсборника Н-13А/В на смешение с гидрогенизатом холодного сепаратора низкого давления С-05 перед теплообменником Т-06.

Кислая вода из емкости сбора конденсата эжекторов Е-14 откачивается насосом откачки кислой воды из вакуумсборника Н-14А/В и выводится совместно с кислой водой из холодного сепаратора низкого давления С-05 за границу установки. Часть кислой воды от насоса Н-14А/В циркулирует через сепаратор газа ВСС С-16, уравнительную емкость газа ВСС Е-15 и возвращается в емкость сбора конденсата эжекторов Е-14.

На установке предусмотрены узлы подачи противоизносной и цетаноповышающей присадок в дизельное топливо.

Противоизносная присадка из тары производителя насосом перекачки реагентов из бочек Н-43 подается в емкость противоизносной присадки Е-35А/В. Противоизносная присадка подается в теплое время года в чистом виде, в холодное время года в смеси с керосином в соотношении 1: 1. Керосин на разбавление противоизносной присадки подается из линии вывода керосина с установки в промежуточный парк резервуаров.

После заполнения емкости противоизносной присадки Е-35А/В включается в работу насос приготовления противоизносной присадки ДТ Н-42 и в течении одного часа производится циркуляция, затем насос Н-42 останавливается.

Подача присадки из емкости Е-35А/В в линию вывода дизельного топлива с установки осуществляется насосом противоизносной присадки ДТ Н-35А/В.

Цетаноповышающая присадка из тары производителя насосом перекачки реагентов из бочек Н-43 подается в емкость цетаноповышающей присадки Е-36А/В. Цетаноповышающая присадка в дизельное топливо подается в чистом виде.

Подача присадки из емкости Е-36А/В в линию вывода дизельного топлива с установки осуществляется насосом цетаноповышающей присадки ДТ Н-36А/В.

3.10 Блок аминовой очистки углеводородных газов

Описание поточной схемы:

Углеводородный газ из холодного сепаратора низкого давления С-05 поступает в каплеотбойник неочищенного газа СД С-19 для удаления из газа унесенных сжиженных углеводородов. Сверху С-19 углеводородный газ направляется в кубовую часть абсорбера углеводородного газа СД К-09. В качестве абсорбента используется регенерированный МДЭА, который подается в верхнюю часть абсорбера К-09 насосу регенерированного МДЭА СД Н-21А/В из емкости регенерированного раствора МДЭА Е-23. Поднимаясь вверх по абсорберу К-09 углеводородному газу очищается от сероводорода, который поглощается раствором амина. Насыщенный раствор МДЭА выводится с низа абсорбера углеводородного газа СД К-09 в кубовую часть абсорбера углеводородного газа НД К-10 и далее за границу установки на регенерацию.

Очищенный газ выводится с верха абсорбера К-09 в каплеотбойник очищенного газа СД С-20 для отделения унесенного раствора МДЭА, а затем направляется в сепаратор топливного газа С-25.

Углеводородный газ из емкости орошения дебутанизатора Е-17 смешивается с углеводородным газом из емкости орошения отпарной колонны Е-12 и поступает в каплеотбойник неочищенного газа НД С-21 для удаления из газа унесенных сжиженных углеводородов. Сверху С-21 углеводородный газ

направляется в кубовую часть абсорбера углеводородного газа НД К-10. В качестве абсорбента используется регенерированный МДЭА, который подается в верхнюю часть абсорбера К-10 насосу регенерированного МДЭА НД Н-24А/В из емкости регенерированного раствора МДЭА Е-23. Поднимаясь вверх по абсорберу К-10 углеводородному газу очищается от сероводорода, который поглощается раствором амина. Насыщенный раствор МДЭА выводится с низа абсорбера К-10 за границу установки на регенерацию.

Очищенный газ выводится с верха абсорбера К-10 в каплеотбойник очищенного газа НД С-22 для отделения унесенного раствора МДЭА, а затем направляется в сепаратор топливного газа С-25.

Регенерированный раствор МДЭА поступает на установку гидрокрекинга, нагревается до 50 °С в подогревателе регенерированного раствора МДЭА Т-33 и попадает в емкость регенерированного раствора МДЭА Е-23.

Емкость Е-23 находится под «подушкой» азота. Давление в емкости регулируется клапаном на линии сброса на факел.

Регенерированный раствор МДЭА из емкости Е-23 поступает на прием насоса, регенерированного МДЭА ВД Н-03А/В, насоса, регенерированного МДЭА СД Н-21А/В, насоса, регенерированного МДЭА НД Н-24А/В, насоса, регенерированного МДЭА на очистку СУГ Н-25А/В, с нагнетания которых направляются в абсорберы К-01, К-09, К-10 и скруббер сжиженного газа в секции производства водорода К-102 соответственно.

Насыщенный раствор МДЭА из адсорберов К-01, К-09 направляется в кубовую часть абсорбера К-10. Из куба К-10 насыщенный раствор МДЭА направляется в узел смешения с насыщенным раствором МДЭА из скруббера сжиженного газа К-102 и выводится на регенерацию за границу установки.

3.11 Блок подготовки топливного газа

Описание поточной схемы:

Топливный газ из заводской сети и топливный газ собственной выработки от каплеотбойника очищенного газа СД С-20 и каплеотбойника очищенного газа НД С-22 поступают в сепаратор топливного газа С-25; далее нагревается в подогревателе топливного газа Т-25, проходит фильтр топливного газа Ф-02А/В и направляется на сжигание к горелкам печи нагрева циркуляционного газа П-01 и печи фракционирующей колонны П-02.

3.12 Дренажная система

При плановой или аварийной остановке установки нефтепродукты, оставшиеся в трубопроводах и аппаратах, дренируются в предназначенные для этого дренажные емкости.

Для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу дыхание дренажных емкостей организовано на факел.

Для дренирования остатков светлых нефтепродуктов предназначена заглубленная дренажная емкость светлых нефтепродуктов Е-28.

Для дренирования остатков темных нефтепродуктов предназначена заглубленная дренажная емкость темных нефтепродуктов E-29.

Для дренирования остатков метилдиэтанолamina предназначена заглубленная дренажная емкость МДЭА E-30.

3.13 Факельная система

В факельный коллектор аварийных сбросов установки гидрокрекинга направляются газовые и жидкостные сбросы через предохранительные клапаны, сбросы при аварийном сбросе давления из аппаратов установки.

Сбросы поступают в сепаратор факельного газа С-27. В сепараторе происходит отделение углеводородного газа от жидкой фазы.

Углеводородный газ из С-27 выводится за границу установки в факельное хозяйство комплекса гидрокрекинга. Предусмотрена установка прибора контроля аварийного сброса FSAH-3054 с сигнализацией высокого расхода сброса 1000 нм³/ч.

4. Безопасность и экологичность производства

4.1. Характеристика опасностей производства

Производство на установке изомеризации является пожаро- и взрывоопасным. Опасность данного производства обусловлена химизмом процесса изомеризации и гидроочистки, параметрами проведения технологического процесса, свойствами, обращающихся веществ на установке, и особенностями применяемого оборудования и агрегатов.

Практически все вещества, перерабатываемые и получаемые на установке, являются пожаро и взрывоопасными и токсичными: водород, углеводородные газы, сероводород, нефтепродукты в парах и жидкости. Большая мощность установки по сырью подразумевает соответствующие объемы пожаро и взрывоопасных и токсичных веществ, обращающихся на установке.

Процесс относится к вредным для здоровья обслуживающего персонала производствам, так как связан с переработкой и получением токсичных продуктов. К основным опасным факторам относятся:

- проведение технологического процесса при повышенном давлении и температуре;
- высокая взрывопожароопасность нефтепродуктов, взрывоопасность паров нефтепродуктов, наличие горючих и токсичных газов;
- способностью получаемых продуктов воспламеняться от источника огня и самовоспламеняться;
- возникновение пожара и взрыва при выбросе нефтепродуктов в результате разгерметизации фланцевых соединений, торцовых и сальниковых узлов насосов и запорной арматуры;
- возможная загазованность воздуха рабочей зоны в случае разгерметизации трубопроводов и аппаратов;
- наличие колодцев, приемков и других низких мест на территории установки с возможностью образования в них высокой степени загазованности;

- неправильное выполнение работ при выгрузке катализатора, его осернению, что может привести к образованию взрывоопасных концентрации и возгоранию продуктов на катализаторе;

- термические ожоги водяным паром, конденсатом и горячими продуктами;

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

- применение трубчатых печей с открытым огневом нагревом;

- повышенный уровень шума;

- возможность образования пирофорных соединений;

- наличием процесса коррозии и эрозии в аппаратах и трубопроводах;

- наличие электрооборудования, работающего под высоким напряжением;

- поражение работающих электрическим током в случае выхода из строя заземления токоведущих частей, пробоя изоляции;

- повышенный уровень статического электричества вследствие транспортировки нефтепродуктов, обладающих способностью накапливать заряды статического электричества.

Нарушение технологического режима, несоблюдение правил и норм по технике безопасности при пуске, остановке и эксплуатации установки, при проведении ремонтов может привести к разгерметизации оборудования, арматуры, трубопроводов, разливу продуктов и выбросу большого количества нефтепродуктов и газов на территории установки, что приведет к загазованности воздуха рабочей зоны, взрывам и пожарам, и как следствие этого, к возможности травм, отравления, ожогам обслуживающего персонала и к созданию аварийной ситуации.

4.2. Экологичность производства

В настоящее время на Орском НПЗ функционируют технологические цепочки первичной и вторичной переработки нефти. В таблице 2 указаны

существующие и перспективные выбросы в атмосферу тех вредных веществ Орского НПЗ, которые будут также присутствовать в выбросах производства бензина.

Таблица 2 - Выбросы в атмосферу вредных веществ на Орском НПЗ

№	Наименование	ПДКм.р., мг/м ³	Класс опасности	Выбросы т/год
1	Диоксид серы	0,5	3	2353,606
2	Оксид углерода	5,0	4	645,188
3	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	4	14386,46
4	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	50	4	1214,163
5	Сероводород	0,008	2	25,341

Мероприятия по предупреждению и уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для защиты окружающей среды предусматриваются следующие мероприятия:

- технологический процесс проводится в герметичном оборудовании, поэтому неорганизованные выбросы за счет неплотности технологического оборудования сведены к минимуму;

- освобождение аппаратуры от газообразных продуктов при сбросе давления осуществляется в закрытую факельную систему через факельный сепаратор С-204;

- сбросы от предохранительных клапанов осуществляются в закрытую факельную систему через факельный сепаратор С-204;

- в атмосферу производится сброс от предохранительных клапанов воздуха, азота и водяного пара;

- дренирование аппаратов и оборудования, содержащих нефтепродукты, осуществляется по закрытой дренажной системе в емкость Е-208 с дальнейшей откачкой собранного нефтепродукта по линии некондиции;

- для перекачки нефтепродуктов и токсичных продуктов применяются насосы с двойным торцевым уплотнением;

Для предотвращения аварий (аварийного выброса вредных веществ в атмосферу) на установке изомеризации предусматривается:

- максимальная автоматизация процесса и отключение аварийного оборудования при срабатывании блокировок;

- выбор расчетного давления аппаратов в соответствии с «Инструкцией по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением до 100 кгс/см², и защите их от превышения давления», а также «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-573-03);

- разделение установки на технологические блоки и применение быстродействующих пневматических отсекателей, арматуры с электроприводом, запорно-регулирующих клапанов для отключения этих блоков;

- установка в местах наиболее вероятного выделения и скопления паров и газов датчиков до взрывных концентраций в соответствии с ТУ-газ-86 "Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов";

- применение средств контроля наличия взрывоопасных газов в оборотной воде.

5. Охрана труда

Каждый работающий на установке Гидрокрекинга обеспечивается средствами индивидуальной защиты в соответствии с утвержденными нормами.

Приступая к работе, необходимо проверить исправность и использовать защитные приспособления (противогаз, очки, резиновые перчатки, защитные каски).

Для защиты органов дыхания используются фильтрующие противогазы с коробкой марки АВЕК.

При работе в закрытой аппаратуре, в колодцах и прямках используются противогазы марки ПШ-1, ПШ-2 со спасательной веревкой и спасательным поясом.

Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны быть у каждого работающего и проходить проверку согласно установленным срокам.

Аварийный комплект фильтрующих и шланговых противогазов, специальной одежды, инструментов хранится в специальном шкафу под пломбой в помещении операторной.

В качестве коллективных средств защиты используются ограждения движущихся частей насосов, обслуживающих площадок, перил на лестницах к площадкам.

Основное технологическое оборудование установки расположено на открытой площадке, это обеспечивает безопасные условия его обслуживания.

Одним из средств коллективной защиты работающих от воздействия опасных и вредных веществ является вентиляция производственных помещений. Сущность вентиляции заключается в эвакуации из помещений загрязненной атмосферы и подачи в него свежего воздуха в таких количествах, чтобы концентрация вредных веществ в воздухе помещения была ниже предельно допустимой, а температура соответствовала санитарным нормам.

Приточная вентиляция на установке предусмотрена в помещениях насосных и операторной, вытяжная – только в помещении насосной.

В операторной кроме нагнетания свежего воздуха с помощью приточной вентиляции должно поддерживаться некоторое избыточное, по сравнению с открытой площадкой, давление (подпор) с целью предупреждения попадания в операторную вредных и опасных газов с территории установки.

С целью предупреждения ожогов работающих при соприкосновении с горячими поверхностями оборудования и для поддержания теплового равновесия между телом человека и окружающей средой служит тепловая изоляция горячего оборудования, аппаратов и трубопроводов.

Теплоизоляция осуществляется таким образом, чтобы температура наружных поверхностей не превышала 45°C.

Освобождение аппаратуры и трубопроводов от продукта во время подготовки к ремонту или по другим причинам должно осуществляться в закрытую систему, что также предотвращает воздействие вредных веществ на организм работающих.

Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Корпусы насосов, перекачивающих легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должны быть заземлены, независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

Металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, трубопроводы, вентиляционные короба и кожухи термоизоляции трубопроводов и аппаратов, расположенные в цехе, а также на наружных установках, эстакадах и каналах должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая в пределах установки, отделения должна быть присоединена к контуру заземления не менее чем в двух точках.

Присоединению к контуру заземления при помощи отдельного ответвления независимо от заземления соединенных с ним коммуникаций и конструкций подлежат аппараты, емкости, агрегаты.

Последовательное подключение к заземляющей шине нескольких аппаратов, агрегатов или трубопроводов не допускается.

Резервуары и емкости объемом, более 50 м^3 , за исключением вертикальных резервуаров диаметром до 2,5 м, должны быть присоединены к заземлителям с помощью не менее 2-х заземляющих проводников в диаметрально противоположных точках.

Металлические вентиляционные короба и кожухи термоизоляции, трубопроводов и аппаратов в пределах установки должны быть заземлены через каждые 40÷50 м с помощью стальных проводников или путем присоединения непосредственно к заземленным аппаратам и трубопроводам, на которых они смонтированы.

Вращающиеся и другие части машин и аппаратов, изолированные от заземленных частей диэлектрическими смазками, должны иметь специальные заземляющие устройства. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств производится одновременно с осмотром и текущим ремонтом всего технологического оборудования.

Осмотр и измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должны производиться одновременно с проверкой заземления электрооборудования установки в соответствии с ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей.

Наличие и целостность заземляющих устройств на каждом рабочем месте проверяется оператором (машинистом) при приеме и сдаче смен. В случае отсутствия или повреждения заземляющих устройств оператор сообщает об этом старшему по смене, который делает запись в сменном журнале.

Начальник установки ежемесячно проверяет исправность заземления и делает запись в журнале проверок заземления. Возможность электризации с образованием опасных потенциалов, способы защиты на установке Защита от прямых ударов молнии должна быть выполнена присоединением:

- металлических корпусов наружных установок к заземлителям, состоящим из одного вертикального стального электрода диаметром 12 мм, длиной не менее 5 метров;

- молниеприемных сеток на кровлях зданий или металлических корпусов блок – боксов к заземляющим устройствам.

Заземление прожекторных мачт с молниеотводами должно быть выполнено присоединением к заземляющему устройству, состоящему из круглой стали диаметром 12 мм и соединенному полосовой сталью 40 × 4 мм.

На зданиях и сооружениях с металлической кровлей или с металлическим каркасом в качестве молниеприемника должна использоваться сама кровля или каркас.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным (надземным) металлическим коммуникациям осуществляется путем их заземления на вводе в здание или сооружение и на двух ближайших к этому вводу опорах коммуникации к заземляющему устройству.

Заключение

Я, Терсков Никита Дмитриевич, в результате прохождения производственной практики 2 получил профессиональные навыки, умения и опыт профессиональной деятельности в условиях производственно-технологической, научно-исследовательской, организационно-управленческой проектной деятельности в профильной организации Орского нефтеперерабатывающего завода.

Я изучил специфику деятельности организации, познакомился с графиком работы организации, её структурными подразделениями, ознакомился с инструкцией по технике безопасности, сформировал профессиональные навыки, приобрел опыт работы по специальности и опыт работы в коллективе. Изучил схему установки гидрокрекинга, основные особенности аппаратов, технологический режим. Изучил свойства сырья, реагентов и продуктов установки.

Выяснил, что заводчане в годы Великой Отечественной войны бесперебойно обеспечивали нефтепродуктами необходимыми фронту и промышленности, позднее , 4 мая 1985 года, Указом Президиума Верховного Совета СССР завод наградили орденом Отечественной войны первой степени.

В 1972 году абсолютированный изопропиловый спирт получил государственный знак Качества. Это был первый химический продукт в Оренбургской области, отмеченный таким образом. Сегодня ОНОС по-прежнему градообразующее предприятие, налоговые отчисления которого составляют весомую часть городского бюджета. На заводе рабочие получают социальные гарантии, одну из самых высоких заработных плат в Орске. Производство развивается, улучшаются технологические процессы и условия труда, ведется планомерная реконструкция и модернизация технологических установок. Перспективы предприятия внушают оптимизм и уверенность в завтрашнем дне.

Библиографический список

1. Технологический регламент установки гидрокрекинга
2. А.Э. Генкин. Оборудование химических заводов. М. «Высшая школа», 1986. 277с.
3. Товарные нефтепродукты, их свойства и применение. Справочник. М.: Химия, 1971, 414 с.
4. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. М.: Химия, 2000, 811 с.
5. Капустин В.М., Гуреев А.А. Технология переработки нефти. Часть 2.
6. Магеррамов А.М. Нефтехимия и нефтепереработка
7. Официальный сайт ПАО <<Орскнефтеоргсинтез>> www.ormpz.ru (дата обращения: 21.03.2022)