Содержание

|  |  |
| --- | --- |
| 1. Гидрокрекинг |  |
| * 1. Назначение технологического процесса и его сущность……... | 5 |
| * 1. Назначение установки гидрокрекинга…………………………. | 5 |
| * 1. Химизм процесса………………………………………………... | 7 |
| 1. Описание технического процесса……………………………………. | 14 |
| * 1. Давление………………………………………………………….. | 16 |
| * 1. Объемная скорость и температура……………………………... | 17 |
| * 1. Кратность циркуляционного газа………………………………. | 18 |
| * 1. Тип сырья………………………………………………………… | 18 |
| * 1. Содержание сероорганических соединений…………………… | 19 |
| * 1. Содержание азотоорганических соединений………………….. | 19 |
| * 1. Содержание металлов…………………………………………… | 19 |
| * 1. Фракционный состав сырья…………………………………….. | 20 |
| * 1. Конвекция за цикл……………………………………………….. | 21 |
| * 1. Тип катализатора………………………………………………… | 22 |
| * 1. Описание технологической схемы……………………………... | 23 |
| * + 1. Реакторный блок………………………………………………… | 24 |
| * + 1. Фракционирование продуктов гидрокрекинда………………... | 28 |
| * + 1. Вспомогательные системы……………………………………... | 34 |
| 1. Материальный баланс………………………………………………….. | 39 |
| 1. Характеристика сырья, катализаторов, продуктов...………………… | 42 |
| 1. Производственная охрана |  |
| * 1. Основные опасности производства, обусловленные особенностями технологического процесса………………………… | 54 |
| * 1. Основные опасности производства, обусловленные особенностями используемого оборудования и условия его эксплуатации…………………………………………………………… | 56 |
| * 1. Основные опасности производства, обусловленные нарушениями правил безопасности работающим персоналом……... | 59 |
| 1. Основные функции обслуживающего персонала установки |  |
| * 1. Начальник установки…………………………………………….. | 60 |
| * 1. Оператор технологических установок………………………….. | 62 |
| Приложения |  |

1. **Гидрокрекинг**
   1. **Назначение технологического процесса и его сущность**

Повышение спроса на моторные топлива с более низким содержанием серы и выделением меньшего количества загрязняющих веществ в атмосферу при их производстве и сгорании повлияли на рождение такого процесса, как каталитический процесс гидрокрекинга сырья под давлением водорода.

Основным назначением процесса гидрокрекинга является производство гидроочищенных бензиновых фракций, товарных керосинов и дизельных топлив, а также сжиженных газов из более тяжелого нефтяного сырья, чем получаемые целевые продукты. Кроме того, если непрореагирующий остаток не возвращается в сырье гидрокрекинга, то он может использоваться в качестве высококачественного сырья или компонента сырья каталитического крекинга, коксования, пиролиза.

Процесс гидрокрекинга с успехом используется для производства высокоиндексных базовых смазочных масел.

* 1. **Назначение установки гидрокрекинга в производственной схеме**

Установка гидрокрекинга с секцией ГДА предназначена для получения:

* гидроочищенного газойля-сырья для установок каталитического крекинга;
* высококачественного, низкосернистого с низким содержанием ароматики дизельного топлива;
* керосиновой фракции (140÷280оС), используемой в качестве компонента товарного керосина или как компонента дизельного топлива;
* бензиновой фракции (С5–140 оС), приемлемой для вовлечения в сырье установок вторичной переработки или как компонент добавки в товарные бензины.

Использование процессов гидроочистки и гидрирования средних дистиллятов и фракций вторичных процессов позволяют эти фракции вовлекать в производство дизельного топлива и в сырье каталитических крекингов.

# Рабочий проект установки гидрокрекинга с секцией гидродеароматизации дизельного топлива ГДА выполнен на основе базового проекта фирмы «Тексако» США и расширенного базового проекта фирмы «АББ Луммус Глобал».

# Генеральным проектировщиком установки является ОАО «ВНИПИнефть».

Проектная мощность установки гидрокрекинга по сырью составляет – 3518,310 тысяч тонн в год;

- секции ГДА по дизельному топливу – 1073,985 тысяч тонн в год.

Процесс гидрокрекинга осуществляется в расширенном слое катализатора, где сырье подается в низ реактора под слой катализатора.

Создание и поддержание расширенного слоя катализатора в реакторе обеспечивается подачей продуктов гидрокрекинга эбуляционным насосом под слой катализатора.

Установка гидрокрекинга включает в себя:

* реакторный блок гидрокрекинга;
* блок компримирования водородсодержащего газа;
* блок сепарации продуктов гидрокрекинга;
* блок фракционирования;
* блок очистки циркулирующего водородсодержащего газа и углеводородного газа от сероводорода;
* блок сбора факельных сбросов;
* блок дренажных емкостей для амина и углеводородов.

Установка РК и ГДА включает в себя:

* блок регенерации катализатора;
* секцию гидродеароматизации дизельного топлива (ГДА).

На установке используются катализаторы фирмы «Grace».

* 1. **Химизм процесса гидрокрекинга**

Основой технологического процесса является процесс гидрокрекинга в «расширенном» слое катализатора, представляющий деструктивную переработку тяжелого дистиллятного сырья в реакторе с подачей реакционной смеси под слой катализатора снизу-вверх в отличие от других процессов со стационарным слоем катализатора, где подача сырья в реактор осуществляется сверху-вниз.

Соотношение жидкой и газообразной фаз поддерживается так, чтобы в реакторе был не «кипящий слой», а «расширенный» слой катализатора, благодаря высокой доле жидкости, подаваемой специальным эбуляционным насосом.

Преимуществом такой системы является то, что «расширенный» слой катализатора позволяет:

- обеспечивать равномерность контакта сырья с катализатором, что практически исключает возможность образования зон с местным перегревом;

* вводить и выводить на ходу катализатор порциями, то есть обеспечивать непрерывный или полунепрерывный процесс регенерации отработанного катализатора.

Кроме этого данный процесс является гибким по отношению к перерабатываемому сырью.

Процесс гидрокрекинга представляет собой совокупность ряда параллельных и последовательно протекающих реакций:

* гидрогенолиз (деструктивное гидрирование) сероорганических и азотистых соединений;

-гидрогенизация непредельных и ароматических углеводородов;

* расщепление высокомолекулярных углеводородов и гидрирование продуктов расщепления;
* а также реакции уплотнения и коксообразования.

Рабочие условия и катализатор гидрокрекинга выбираются так, чтобы подавить две нежелательные последние реакции и обеспечить благоприятные условия для протекания желательных реакции.

Получаемые при гидрокрекинге продукты отличаются высоким качеством. В результате реакций гидрирования снижается содержания ароматических и нафтеновых углеводородов, а гидрогенизационное облагораживание позволяет снизить в продуктах процесса содержание сернистых и азотистых соединений.

Реакция гидрокрекинга нормальных парафиновых углеводородов способствует снижению температуры застывания топлив.

**Реакции гидрогенизации**

Гидрогенизация ароматических углеводородов

**R + 3H2 → R**

**+ 2H2 →**

Эти реакции протекают при высоком давлении и большом расходе водорода. В полициклических молекулах ароматические кольца могут насыщаться полностью или частично.

С увеличением молекулярного веса ароматических углеводородов скорость гидрирования их возрастает, однако полиароматические соединения очень трудно гидрируются.

**Гидрогенизация сероорганических соединений**

В процессе гидрокрекинга сырье подвергается гидрогенизационной очистке от сернистых, азотистых, кислородсодержащих и металлоорганических соединений.

Устойчивость сернистых соединений увеличивается в следующем порядке: меркаптаны**→**дисульфиды**→**сульфиды**→**тиофены

С увеличением молекулярного веса сернистых соединений скорость гидрогенизационного обессеривания уменьшается.

Реакции гидрообессеривания в условиях гидрокрекинга протекают очень быстро и могут считаться полными. Конечными продуктами реакции обессеривания являются углеводороды и сероводород.

Основные реакции гидрогенизации сероорганических соединений:

Меркаптаны

R - SH + H2 → RH + H2S

# Дисульфиды

R - S – S - R/ + 3 H2 → RH + R/ H + H2S

# Сульфиды

а) ациклические (тиоэфиры)

R - S – R/ + 2 H2 → RH + R/H + H2S

б) моноциклические (циклотиоэфиры)

Н2С -- СН2

| | + 2 Н2 → СН3 – СН2 – СН2 – СН3 + Н2S

Н2С СН2

\ /

S

CH3

в) бициклические **|**

СН ----- СН2 CH

/ \ \ / \

Н2С СН2 S + 2H2 → H2C CH2 + H2S

| | / |

Н2С -- СН -- СН2 H2C --- CH - CH3

## **Тиофены**

HC ― СН H2C ― CH2 H2 H2C ― CH2 H2

|| || + 2H2 → | | → | | → C 4H10 + H2S

HC СН H2C CH2 H2C CH3

\ / \ / |

S S SH

## **Бензотиофены**

СН CH

// / /

НС С - СН HC C - CH2 - CH3

| || || + 3 H2 → | || + H2S

С С СН HC CH

\\ / \ / \\ /

СН S CH

Реакция гидрирования тиофенов, при которой расход водорода значителен, имеет большое значение для очистки тяжелых фракций.

Глубина протекания этих реакций зависит от температуры, парциального давления водорода, активности катализатора, а также от наличия в сырье азотистых, смолистых соединений.

Наряду с сернистыми соединениями при гидрогенизационной очистке гидрируется значительное количество смолистых, азотистых и кислородсодержащих соединений, а также разрушаются металлоорганические соединения.

**Гидрогенизация непредельных углеводородов**

При условиях гидрокрекинга эти реакции протекают очень быстро и являются сильно экзотермичными.

R ― C ═ C ― R/// R R///

│ │ + H2 → CH ― CH

R/ R//  R/ R//

Олефиновые соединения редко встречаются в дистиллятах прямой гонки, но в значительном количестве содержатся в продуктах, поступающих с установок термического, каталитического крекинга и коксования.

**Гидрогенизация азотистых соединений**

Азотосодержащие соединения разрушаются как правило труднее, чем серо- и кислородсодержащие соединения.

Скорость гидрирования азотосодержащих соединений возрастает с повышением температуры кипения сырья. Выделяющийся аммиак нейтрализует кислые центры катализатора и снижает его активность. Поэтому, для удаления аммиака из водородсодержащего газа (ВСГ) газообразные продукты реакции должны подвергаться хорошей водной промывке.

При гидрогенизации металлоорганических соединений образуются углеводороды и металлы, которые отлагаются на поверхности катализатора, тем самым снижают его активность.

# Пиридин СН

/ \\

### НС СН

|| | + 5 H2 → n - C5H12 + NH3

НС СН

\ // → i- C5H12 + NH3

N

Хинолин

# СН2 СН2 СН2

/ \ / \ / \

НС СН СН2 HC CН C3H7

| | | + 4 H2 → | | + NH3

НС СН СН HC CH2

\ //

СН2 N СН2

Пиррол

### HC - CН

|| || + 4 H2 → C4H10 + NH3

### HC CH

\ /

NH

**Реакции гидрокрекинга**

Реакции гидрокрекинга углеводородных молекул проходятся через стадию образования иона карбония.

Реакции крекинга парафинов протекают с образованием олефинов и образованием ионов карбония из этих олефинов с последующим гидрированием и образованием изопарафинов. Реакции крекинга и изомеризации являются конкурирующими, параллельно протекающие и чем выше температура, тем больше преобладает функция крекинга.

**Основные реакции гидрокрекинга:**

**Гидродеалкилирование**

R — + H2 → RН +

Эта реакция может представлять интерес, когда радикал R состоит из значительного количества атомов углеродов.

Напротив, она дает топливный газ тогда, когда радикал состоит из метильной или этильной группы.

**Гидродециклизация**

R — + H2 → R/H

R — + H2 → RH + R/H

Реакция гидродециклизации нафтеновых является одной из основных реакций гидрокрекинга и имеет большое значение, так как от нее в значительной мере зависят селективность процесса и получение продуктов с высокими характеристиками.

Реакция сложная, и ее можно добиться лишь при помощи оптимизированного катализатора.

**Гидрокрекинг парафинов**

RH + H2 → R/H + CH4

R-H + H2 → R/H + R//H

Эта реакция более сложная и требует более высокой температуры.

Все реакции, за исключением гидроизомеризации, то есть, для которых требуется расход водорода, экзотермичны. Скорость выше перечисленных реакций неодинаково меняется с повышением температуры ввиду разной энергии активации.

Энергия активации некоторых реакций:

- гидродеалкилирование ароматических у/в Е=40÷45 ккал/моль

- гидродециклизация нафтеновых Е=25÷30 ккал/моль

- гидроизомеризация циклогексана Е=35÷40 ккал/моль

- гидрообессеривание Е=20÷25 ккал/моль

- гидрогенизация ароматических у/в Е=15÷20 ккал/моль

Из выше изложенного следует, что повышение температуры способствует реакциям разложения с уменьшением молекулярного веса углеводородов, поэтому температура является избранной оперативной переменной для необходимой степени превращения.

С другой стороны, классификация устанавливается по реакционной способности углеводородов, которая основывается не на энергии активации, а на коэффициентных отношениях поглощения водорода разными компонентами в следующей последовательности:

сернистые→полиароматические→моноароматические→парафиновые

1. **Описание технологического процесса**

Сырьевая смесь на установку гидрокрекинга поступает с установки подготовки сырья с давлением до 9,8 бар (10 кгс/см2) и температурой в пределах от 60 до 90 °С.

Перед входом сырья в теплообменник дозировочным насосом подается стабилизирующая присадка.

Сырье последовательно проходит ряд теплообменников, где нагревается за счет тепла продуктов гидрокрекинга: керосина, дизельного топлива, газойля и углеводородных паров горячего сепаратора низкого давления. Далее сырье делится на два параллельных потока и подогревается в теплообменниках за счет тепла газойля – продукта. На выходе из теплообменников потоки сырья объединяются и, вновь разделившись на два потока, поступают в теплообменники, где нагреваются за счет тепла углеводородных паров горячего сепаратора низкого давления и с температурой от 260 до 288 °С поступают в отстойник сырьевой смеси .

Из емкости двумя потоками сырьё подается в реактор :

- первый поток, предварительно разделившись на шесть параллельных потоков, подается в печь гидрокрекинга, где нагревается до температуры от 310 до 400 °С;

- второй поток сырья, смешиваясь в тройнике смешения с циркулирующим водородсодержащим газом, поступает в трубное пространство теплообменников, где нагревается за счет тепла газовой фазы сепаратора высокого давлени.

На выходе из печи сырье, объединившись в единый поток, смешивается с газосырьевым потоком из теплообменников и рециркулятом от эбуляционного насоса , и поступает под распределительную тарелку вниз реактора .

Процесс гидрокрекинга в реакторе осуществляется при температуре от 414 до 432 °С и давлении от 100,1 бар (102 кгс/см2) до 106,8 бар (109 кгс/см2).

Продукты реакции гидрокрекинга поступают в горячий сепаратор высокого давления (ГСВД), где происходит разделение газообразной и жидкой фаз.

Большая часть жидкости из сепаратора возвращается в реактор посредством эбуляционного насоса, который поддерживает достаточный поток жидкости для поддержания уровня расширенного слоя катализатора.

ВСГ и газообразные продукты реакции с давлением от 100,0 бар (102 кгс/см2) до 103 бар (105 кгс/см2) и температурой от 414 до 432 °С поступают в межтрубное пространство теплообменников, где, отдавая тепло сырью и водородсодержащему газу, охлаждаются и частично конденсируются.

Факторы, влияющие на процесс

Основные параметры, характеризующие процесс гидрокрекинга:

* давление;
* температура;
* объемная скорость;
* кратность циркуляционного газа;
* тип сырья;
* конверсия за цикл;
* тип катализатора.
  1. **Давление**

Рабочее давление в реакторном блоке регулируется давлением, которое поддерживается в холодном сепараторе высокого давления (ХСВД). Общее давление системы умноженное на содержание водорода в циркуляционном газе определяет парциальное давление водорода в системе.

Парциальное давление водорода влияет непосредственно на гидрогенизирующее действие и устойчивость катализатора.

При повышение давления происходит более интенсивное насыщение не насыщенных молекул водородом, подавляются реакции уплотнения и коксообразования, сопровождающиеся блокированием активных центров катализатора углеродистыми отложениями, облегчается подвод молекул водорода к активным центрам катализатора. При этом увеличивается расход водорода и стабильность работы катализатора.

Чем выше давление процесса, тем медленнее дезактивируется катализатор.

При понижении давления процесса происходит быстрая дезактивация катализатора, вследствие усиления реакции коксообразования.

Общее давление в реакторе зависит главным образом от трех параметров:

- выбранного парциального давления;

- чистоты подпиточного водорода;

- селективности катализатора.

Повышение концентрации углеводородов и других примесей в подпиточном водороде вызывает снижение концентрации водорода в циркулирующем газе и для поддержания парциального давления водорода на проектной величине потребуется повысить общее давление процесса.

Кроме того, снижение концентрации водорода в подпиточном газе, вынуждает обогащать водородом циркулирующий газ путем его отдува из системы.

На данной установке для обогащение водородом циркулирующего газа предусмотрен частичный отдув ВСГ на мембранный блок 10-РА-101, что позволяет более эффективно использовать водород, исключая накопление балластных газов и исключается возможность перегруза циркуляционного компрессора из-за утяжеления газа.

Чистота подпиточного водорода не менее 99,9 % объемных.

Парциальное давление водорода в циркулирующем газе поддерживается на уровне 90 кг/см2.

* 1. **Объемная скорость и температура**

Объемная скорость процесса характеризует отношение количества сырья подаваемого в реактор за час к количеству катализатора.

Для процесса гидрокрекинга объемная скорость и температура связаны между собой. От выбора одной автоматически зависит другая.

Если температура проведения процесса имеет влияние на крекирующую функцию катализатора, то объемная скорость прежде всего влияет на гидрирующую функцию катализатора.

При заданной глубине превращения сырья, повышение объемной скорости потребует повышение температуры процесса, что вызывает уменьшение потребления водорода, ухудшения технических показателей продуктов вследствие потери селективности катализатора, а также ускорению дезактивации катализатора.

Для определенной конверсии выбираются оптимальные объемная скорость и температура, позволяющие получить продукты определенного качества.

Обе эти переменные оптимизируются в зависимости от вида перерабатываемого сырья.

С увеличением объемной скорости уменьшается время контакта сырья с катализатором и глубина химических превращений снижается.

* 1. **Кратность циркуляционного газа**

Кроме поддержания парциального давления водорода в реакторном блоке на заданном уровне, важно поддерживать физический контакт водорода с катализатором и углеводородами, обеспечивая доступ водорода ко всем активным центрам катализатора, на которых протекают реакции. Это достигается за счет непрерывной циркуляции водородсодержащего газа в реакторном блоке. Количество циркуляционного газа это расчетный параметр, зависящий от жесткости режима. Стандартным параметром, определяющим необходимое количество газа, является кратность циркуляционного газа, т.е. отношение расхода циркуляционного газа к расходу свежего сырья. Этот показатель для разных установок находится в пределах 300-1500 нм3/м3 сырья.

* 1. **Тип сырья**

В процессе гидрокрекинга от типа сырья автоматически зависят технологические условия. Влияние качества исходного сырья на рабочие характеристики установки очень существенно, особенно в отношении загрязняющих примесей, которые могут значительно снизить срок службы катализатора.

* 1. **Содержание сероорганических соединений**

Содержание серы в сырьевой смеси не должно превышать 2,25 % массовых, так как будет трудно получить требуемое содержание серы в товарном дизельном топливе и газойле.

Увеличение содержания серы в сырье вызывает увеличение расхода водорода.

* 1. **Содержание азотоорганических соединений**

Содержание общего азота в сырье имеет большое значение для активности катализатора, тем самым, определяя температурный режим процесса. Органические азотсодержащие соединения превращаются в аммиак, который влияет на активность катализатора. Увеличение концентрации аммиака ведет к снижению крекирующей активности катализатора. Вследствие этого, сырье с высоким содержанием органических азотсодержащих соединений перерабатывается с трудом и требует более высоких температур.

* 1. **Содержание металлов**

Содержащиеся в сырье металлоорганические соединения разлагаются, а металлы удерживаются катализатором, снижая, таким образом, его активность. Так как обычно металлы не удаляются путем окислительной регенерации, активность отравленного металлами катализатора восстановить невозможно. Поэтому содержание металлов в сырье является критическим параметром, который необходимо тщательно контролировать.

Типичные металлы, содержащиеся в сырьевых газойлях – никель, ванадий и мышьяк, а также некоторые другие металлы, которые могут попасть в сырье гидрокрекинга во время предшествующей обработки, например, свинец, натрий. Сульфид железа, являющийся продуктом коррозии, обычно не рассматривается как каталитический яд и не учитывается в общем, содержании металлов.

Желательно, чтобы содержание металлов в сырье не превышало 2 ppm массовых.

Чем выше содержание металлов в сырье, тем выше должна быть температура для достижения заданной конверсии, а так же это приводит к большему количеству замены катализатора на свежий.

При содержании в сырье металлов (Ni+V) 1,1 ppm массовых добавка свежего катали- затора составляет примерно 0,029 кг на тонну сырья, а при содержании металлов (Ni+V) 6 ppm массовых добавка свежего катализатора составит в 3 раза больше.

* 1. **Фракционный состав сырья**

Фракционный состав сырья может влиять на разные характеристики получаемых продуктов в зависимость от того, меняется ли температура начала или конца кипения сырья.

Сырьем установки гидрокрекинга является смесь следующего состава:

- вакуумные газойли - 70 % масс.

- газойли коксования и каталитического крекинга - 24 % масс.

- ароматические экстракты - 6 % масс.

Содержание серы в исходной сырьевой смеси - 1,93 % массовых.

Допустимые колебания по составу сырья:

- количество легкого газойля коксования и каталитического крекинга и других дизельных фракций могут составлять не более 24 % при низкой конверсии и 18% при высокой конверсии.

При использовании сырья, отличающегося от проектного состава содержание серы в сырьевой смеси не должно превышать 2,25 % массовых, так как трудно будет получить требуемое содержание серы в товарном дизельном топливе и газойле;

- при увеличении в сырье количества газойлей коксования и ароматических экстрактов увеличивает расход свежего водорода.

С течением времени происходит снижение активности катализатора. Основной причиной этого является отложение кокса, который образовывается за счет наличия в сырье высокомолекулярных соединений или за счет реакции конденсации многоядерных ароматических соединений. Образование кокса из высокомолекулярных соединений обосновывается высоким содержанием асфальтенов, поэтому содержание асфальтенов в сырье – важный показатель качества исходного сырья гидрокрекинга.

При нормальной работе установки высокое парциальное давление водорода и каталитическая активность гидрирования подавляют реакции конденсации полициклической ароматики.

* 1. **Конверсия за цикл**

Конверсия – это показатель степени превращения исходного сырья в процессе гидрокрекинга. Степень конверсии процесса определяется по формуле:

Конверсия, % об. = (СС – БКП)/ СС х 100,

где: СС – расход свежего сырья, м3/час

БКП – балансовый кубовый продукт фракционирующей колонны.

Поскольку балансовый кубовый продукт фракционирующей колонны обычно имеет аналогичные пределы кипения фракции, что и свежее сырье, то этот продукт рассматривается как не превращенное сырье, несмотря на то, что он практически полностью гидроочищен. Самым нижним боковым погоном, отбираемым из фракционирующей колонны, обычно является дизельное топливо.

Конверсия является эффективным показателем жесткости режима, в основном регулируется температурой процесса. Для получения более высоких значений величины конверсии требуются более жесткие рабочие условия, что означает более высокую температуру процесса.

Базовым проектом предусматривается следующие варианты работы установки:

- вариант с низкой конверсией 15 %, с выработкой дизельного топлива летнего и максимальным выходом гидроочищенного газойля;

- вариант с высокой конверсией 36,2 %, с выработкой дизельного топлива зимнего и меньшим выходом гидроочищенного газойля.

* 1. **Тип катализатора**

Наиболее важной частью установки гидрокрекинга является каталитическая система. Крекинг нефтепродукта на более низкомолекулярные фракции может быть осуществлен термически без катализатора, но крекинг в присутствии водорода и катализатора, т.е. гидрокрекинг, дает более высокие выхода и более ценные продукты.

Для производства средних дистиллятов на установке гидрокрекинга используется катализатор Критерион С-424 – никель-молибденовый катализатор третьего поколения на оксиде алюминия, проявляющий высокую активность и высокую селективность по отношению к средним дистиллятам.

Перед началом использования катализатора С-424 и повышения активности его подвергают сульфидированию. Сульфиды металлов, или точнее, субсульфиды Co9S8, MoS2 придают катализатору гидрирующую активность, в то время как оксид алюминия придает ему крекирующую активность.

Предварительное сульфидирование катализатора преследует две основные цели:

- позволяет получить активные центры при переходе оксидной формы катализатора в субсульфидную форму;

- позволяет ограничить осаждение кокса при пуске, так как оксиды металлов обладают высокой крекирующей активностью, чем субсульфиды.

Для селективности и максимальной продолжительности функционирования катализатор должен быть оптимизирован в следующих направлениях:

- по структуре;

- по каталитической активности.

Структура и треугольная форма частичек катализатора оптимизирована к переработке сырья с высоким молекулярным весом и снижающая ограничения по диффузии (снижение перепада давления);

Каталитическая активность катализатора не должна снижаться действием сероводорода, кроме того, крекирующая способность должна быть удовлетворительной при наличии аммиака, который является нейтрализующим агентом кислых центров катализатора.

Воздействие некоторых примесей может привести к обратимому и необратимому уменьшению активности катализатора. В целях предотвращения отравления катализатора примесями СО и СО2, образующие летучие соединения металлов, содержание их в циркулирующем газе должно быть сведено к нулю, что повышает требования к подпиточному водороду.

Количество катализатора, необходимое для установки, зависит от типа перерабатываемого сырья и жесткости режима. Объем катализатора, загружаемого в реактор, определяется исходя из расхода свежего сырья (м3/час) и заданной объемной скорости (час-1). Начальное заполнение реактора гидрокрекинга составляет 311м3 (≈ 236,6т). Отвод/добавка свежего (регенерированного) катализатора составляет 300÷1200кг/ день.

Восстановленная каталитической активности катализатора после регенерации составляет не менее 90% от первоначальной степени превращения.

* 1. **Описание технологической схемы**

Установка гидрокрекинга включает в себя:

* реакторный блок гидрокрекинга;
* блок сепарации продуктов гидрокрекинга;
* блок очистки, подпитки и циркуляции водородсодержащего газа;
* блок фракционирования продуктов реакции;
* блок стабилизации бензина;
* блок очистки углеводородного газа;
* вспомогательные системы.
  + 1. **Реакторный блок**

Сырьевая смесь на установку гидрокрекинга поступает с узла подготовки сырья с давлением 10 кгс/см2 и температурой 60÷80 оС.

Сырьем является смесь , cосотоящая из:

- вакуумных газойлей 70 %

- газойлей коксования и каталитического крекинга 24 %

- ароматических экстрактов 6 %

Сырье последовательно проходит ряд теплообменников, где нагревается за счет тепла продуктов гидрокрекинга: керосина, дизельного топлива, газойля и углеводородных паров горячего сепаратора низкого давления 10-FA-201. После сырье делится на два параллельных потока и подогревается в теплообменниках за счет тепла газойля-продукта.

На выходе из теплообменников потоки сырья объединяются и вновь разделившись на два потока поступают в теплообменники, где нагревается за счет тепла углеводородных паров , с температурой 260÷288оС поступает в отстойник сырьевой смеси 10-FA-101.

Сырье из емкости с температурой 260÷288оС оС поступает в насосы высокого давления (124 кгс/см2 ) 10-GA-101A/S и подается двумя потоками в реактор 10-DC-101:

- первый поток - предварительно разделившись на шесть параллельных потоков подается в печь 10-ВА-101, где сырье гидрокрекинга нагревается до температуры 310-373оС,

-второй поток сырья смешиваясь в тройнике смешения с циркулирующим водородсодержащим газом поступает в трубное пространство теплообменников 10-ЕА-101А/В/С, где нагревается за счет тепла продуктов газовой фазы сепаратора высокого давления 10-FA-102.

Объединенный сырьевой поток поступает в пленум реактора 10-DC-101 – под распределительную тарелку, расположенную в нижней части реактора, которая оснащена 759 колпачковыми клапанами. Над распределительной тарелкой находится слой катализатора. Клапаны предназначены для обеспечения равномерной односторонней подачи газосырьевой смеси из пленума в слой катализатора снизу вверх и недопущения при этом попадания катализатора в пленум. В середине тарелки предусмотрен люк-лаз.

Процесс гидрокрекинга в реакторе 10-DC-101 осуществляется при температуре 414÷432°С и давлении 105 кгс/см2.

Продукты реакции из реактора поступают в горячий сепаратор высокого давления (ГСВД), где происходит разделение газообразной и жидкой фаз.

Для обеспечения качественного разделения продукта на газообразную и жидкую фазы на входе продуктов в 10-FA-102 установлены 4 циклона. Для снижения прохода через 10-FA-102 унесенного катализатора пространство под циклонами отгорожено переливной перегородкой и снабжено стаканом для накопления катализатора, из которого периодически осуществляется выгрузка катализатора.

Вывод гидрогенизата из сепаратора осуществляется двумя потоками.

**Теплая и холодная сепарация продуктов**

Газожидкостная смесь продуктов реакции из 10-FA-102 после охлаждения в теплообменниках (103÷104 кгс/см2; 198÷238 оС) поступает на разделение в теплый сепаратор высокого давления (ТСВД) 10-FA-103.

Жидкая фаза смеси углеводородов (9÷10 кгс/см2; 200÷237оС) выводится объединившись с потоками от гидротурбины 10-GA-101X и 10-FA-102 в горячий сепаратор низкого давления ГСНД 10-FA-201.

Из сепаратора 10-FA-103 парогазовая смесь (103÷104 кгс/см2 ;198÷238 оС) поступает в конденсатор воздушного охлаждения 10-ЕС-101.

Из АВО 10-ЕС-101 ВСГ, вода и сконденсировавшиеся углеводородные пары с Т=46оС поступают в холодный сепаратор высокого давления (ХСВД) 10-FA-104.С верху ХСВД 10-FA-104 ВСГ с сероводородом выводятся на аминовую очистку в скруббер 10-DA-101.В нижней части ХСВД 10-FA-104 собираются жидкие углеводороды и вода, насыщенная сероводородом и аммиаком – «кислая» вода. Смесь жидких углеводородов из нижней части ХСВД 10-FA-104 поступает в ХСНД 10-FA-202.

Отпаренная вода с установки отпарки кислых стоков подается в аппарат воздушного охлаждения 10-ЕС-104 и с Т=50-55 оС поступает в емкость 10-FA-108. Вода от насоса 10-GA-103А/S после фильтра 10-FD-104 делится на два потока:

- один поток подается в теплообменник 10-EA-211;

-другой поток подается в секции конденсатора воздушного охлаждения 10-ЕС-101 .

**Аминовая очистка водородсодержащего газа (ВСГ)**

Потоки водородсодержащего газа из ХСВД 10-FA-104 и ХСВД 10-FA-503 секции ГДА объединяются (102÷103 кгс/см2; 40÷46 оС), поступают в нижнюю часть скруббера 10-DA-101 под 1-ю тарелку для очистки от сероводорода 10-15 % раствором моноэтаноламина (МЭА).

Свежий МЭА на установке делится на два потока:

* один поток подается в абсорберы 10-DA-206 и 10-DA-207;
* другой поток подается в емкость 10-FA-110.

Свежий раствор МЭА подается на 10-ю тарелку в скруббер циркулирующего газа 10-DA- 101 .

Очищенный от сероводорода ВСГ с Т=51,7 ○С на выходе из скруббера 10-DA-101 делится на два потока. Один поток ВСГ для поддержания концентрации водорода на постоянном уровне в системе циркулирующего газа подается на блок мембранный очистки водорода 10-РА-101 от примесей (углеводородов, амина, воды). Другой поток ВСГ смешивается со свежим водородом и отделяется от унесенного амина в компрессоре.

Один поток подается на гидротурбину 10-GA-104Х, где дросселированием давления извлекается энергия потока. С гидротурбины 10-GA-104Х газожидкостная смесь амина и образовавшихся после дросселирования углеводородных газов и сероводорода поступает в емкость 10-FA-205.

Другой поток насыщенного амина выводится через клапан 10-LV-0014A в 10-FA-205.

Отделившийся от амина углеводородный конденсат выводится с установки .Поступившая смесь амина и углеводородного конденсата в емкость 10-FA-205 разделяется.

Насыщенный амин из емкости , объединившись с потоком амина Т=54оС выводится на установку регенерации амина. Углеводородный конденсат, объединяясь с углеводородным конденсатом, выводится с установки.

Углеводородный газ с парами амина из емкости 10-FA-205 подается на очистку в скруббер среднего давления 10-DA-206.

Отделившийся амин из отбойника выводится в емкость 10-FA-205.

**Подпитка реакторного блока свежим водородом**

Свежий водород с установок производства водорода, КЦА и блока мембранной очистки 10-РА-101 поступает в отбойник 10-FA-106, где от него отделяется углеводородный конденсат .

Углеводородный конденсат из 10-FA-106 выводится в холодный сепаратор низкого давления 10-FA-202.

Водород из отбойника 10-FA-106 (40÷46 оС; 18÷19 кгс/см2) поступает на всас трехступенчатых компрессоров .

**Мембранная очистка ВСГ на 10-PA-101**

Очищенный от сероводорода ВСГ из скруббера 10-DA-101 (99÷99,5 кгс/см2 ; 50÷52 оС) подается в трубное пространство водяного холодильника Е-203, где охлаждается оборотной водой до 25оС.

Из холодильника Е-203 ВСГ поступает в коалесцирующий фильтр F-100, где очищается от жидкости и механических примесей.

Осушенный ВСГ подогревается в теплообменниках Е-202 концентрированным водородом. ВСГ последовательно проходя мембраны очищается от газообразных примесей.

Водород-концентрат из мембран и теплообменник Е-202 (20,6 кгс/см2; 35оС ) подается в отбойник 10-FA-106. Углеводородный газ из мембран выводится в сепаратор 10-FA-202 .

**2.11.2. Фракционирование продуктов гидрокрекинга**

**Горячая сепарация низкого давления**

Продукты реакции гидрокрекинга из ГСВД 10-FA-102 с Т=414÷432оС поступают в ГСНД 10-FA-201, где происходит испарение легкой углеводородной фракции.

Пары из сепаратора 10-FA-201 двумя параллельными потоками поступают в межтрубное пространство сдвоенных теплообменников 10-ЕА-218А и 10-ЕА-218В, где охлаждаются сырьем гидрокрекинга до Т=280÷288 оС.

На выходе из теплообменников 10-ЕА-218А/В потоки парожидкостной смеси углеводородов объединяются и поступают в межтрубное пространство теплообменника 10-ЕА-204, где нагревают поток легкого сырья фракционирующей колонны 10-DA-201, поступающего из сепаратора 10-FA-202 в трубное пространство теплообменника 10-ЕА-204 .

На выходе из 10-ЕА-204 легкая углеводородная фракция смешивается с углеводородными парами, поступает в межтрубное пространство теплообменников 10-ЕА-215С, 10-ЕА-215А/В, где углеводородные пары, отдавая тепло свежему сырью,охлаждаются до Т=146÷150 оС.

Из теплообменников 10-ЕА-215А/В/С легкая углеводородная фракция поступает в конденсатор воздушного охлаждения 10-ЕС-201. Из воздушного конденсатора 10-ЕС-201 парожидкостная поступает на разделение ХСНД.

Гидрогенизат из ГСНД 10-FA-201 с Т=360÷375оС поступает двумя потоками в змеевики печи 10-ВА-201, где нагревается за счет теплоты сгорания топливного газа, и с Т=389÷393оС поступает в колонну фракционирования 10-DA-201.

**Холодная сепарация низкого давления**

В холодный сепаратор низкого давления ХСНД (58 оС; 8,1 кгс/см2) поступает парожидкостная смесь из воздушного конденсатора 10-ЕС-201, поток углеводородов из мембранного сепаратора 10-РА-101, парожидкостная смесь из ХСВД 10-FA-104 и углеводородные конденсаты из отбойников компрессоров свежего водорода 10-FA-105, 10-FA-107A/B/S, 10-FA-120A/B/S.

Из сепаратора 10-FA-202 углеводородный газ с Т=55÷58 оС поступает на аминовую очистку от сероводорода. В сепараторе 10-FA-202 происходит разделение углеводородного конденсата и кислой воды.

Кислая вода из 10-FA-202 с Т=58 оС выводится в емкость сбора .

Углеводородный конденсат из 10-FA-202 является легким сырьем фракционирующей колонны 10-DA-201. Легкое сырье из сепаратора 10-FA-202 поступает в межтрубное пространство теплообменника 10-ЕА-201, где нагревается до Т=110○С дизельным топливом.

Из теплообменника 10-ЕА-201 легкое сырье поступает в межтрубное пространство теплообменника 10-ЕА-202, где нагревается до Т=180○С потоком дизельного циркуляционного орошения. Из теплообменника 10-ЕА-202 легкое сырье поступает в межтрубное пространство сдвоенного теплообменника 10-ЕА-203, где нагревается до Т=202 ○С газойлем.

Из теплообменника 10-ЕА-203 легкое сырье поступает в трубное пространство теплообменника 10-ЕА-204, где нагревается до Т=227 ○С горячими углеводородными парами.

**Фракционирование**

Разделение жидких продуктов реакции на целевые фракции производится в колонне фракционирования 10-DA-201.

Основным сырьем колонны 10-DA-201 является жидкость из ГСНД 10-FA-201 (гидрогенизат), нагретая в печи 10-ВА-201 до 389 оС. Основной поток сырья поступает на 6ю тарелку колонны 10-DA-201.

Легкое сырье сепаратора после теплообменников с Т=220÷230 оС подается на 19 или 16 тарелку фракционирующей колонны 10-DA-201.

Для отпарки и уменьшения парциального давления легких углеводородных фракций в кубовую часть фракционирующей колонны 10-DA-201 подается перегретый пар среднего давления с Т= 280 оС.

С верха фракционирующей колонны 10-DA-201 пары углеводородов, сероводорода, аммиака и водяные пары (130÷137оС;1,9÷2,0 кгс/см2) поступают в конденсатор воздушного охлаждения 10-ЕС-202А÷F. Выходящие с верха колонны пары поступают в конденсаторы воздушного охлаждения 10-ЕС-202А÷F.

Охлажденная и частично сконденсированная парогазовая смесь из конденсаторов с Т=50÷52 оС поступает холодильники 10-ЕА-205А/В, где охлаждается оборотной водой и с Т=35÷38оС поступает в рефлюксную емкость 10-FA-203.

Из рефлюксной емкости 10-FA-203 углеводородный газ поступает на очистку от сероводорода в скруббер низкого давления 10-DA-207.

Сконденсировавшийся и отделившийся от воды нестабильный бензин из сепаратора поступает на всас насоса 10-GA-204A/S. Основная часть нестабильного бензина с Т= 35÷38 оС возвращается в качестве орошения на 32 тарелку в колонну 10-DA-201.

Фракционирующая колонна 10-DA-201 имеет две глухие тарелки 17 и 25 для отбора дизельной и керосиновой фракций.С 25-ой тарелки колонны 10-DA-201 керосиновая фракция с Т=170÷175оС подается в стриппинг 10-DA-203 на верхнюю 8-ю тарелку для отпарки легких углеводородов.

Керосиновая фракция с нижней тарелки попадает в кубовую часть стриппинга на сторону вывода потока в рибойлер 10-ЕА-207. Пароконденсатная смесь из 10-ЕА-207 возвращается в кубовую часть стриппинга.

С куба стриппинга 10-DA-203 товарный керосин подается в межтрубное пространство теплообменника 10-ЕА-213,где охлаждается и поступает в конденсатор воздушного охлаждения 10-ЕС-205. Керосин выводится с установки.

Дизельная фракция с 17-й глухой тарелки колонны 10-DA-201 с Т=244÷247оС , разделяется на два потока:

- один поток идет на подачу в качестве циркуляционного орошения колонны 10-DA-201;

- другой поток поступает на отпарку в стриппинг 10-DA-202.

Поток дизельного циркуляционного орошения поступает в качестве циркуляционного орошения на 21-ю тарелку в колонну 10-DA-201.

Дизельная фракция с нижней тарелки попадает в кубовую часть стриппинга на сторону вывода потока в рибойлер 10-ЕА-206.

Пароконденсатная смесь из 10-ЕА-206 с Т=280÷293оС возвращается в кубовую часть стриппинга.

С куба стриппинга 10-DA-202 дизельное топливо с Т= 267÷277 оС подается в межтрубное пространство теплообменников 10-ЕА-216А/В, где охлаждается и поступает в трубное пространство теплообменника 10-ЕА-201, подогревая легкое сырье фракционирующей колонны 10-DA-201.

Товарный газойль с куба колонны поступает двумя параллельными потоками в межтрубное пространство теплообменников 10-ЕА-217С/В/А и 10-ЕА-217F/E/D, где нагревает сырье гидрокрекинга.

Газойль из теплообменника 10-ЕА-203, рибойлера 10-ЕА-210, и газойль, идущий по их общему байпасу, поступают в трубное пространство теплообменника 10-ЕА-214, где нагревают сырье гидрокрекинга, охлаждается и поступает в холодильник воздушного охлаждения 10-ЕС-203.

**Стабилизации бензиновой фракции**

Нестабильная бензиновая фракция из рефлюксной емкости 10-FA-203 насосом 10-GA-204A/S подается в межтрубное пространство теплообменников 10-ЕА-209А/В, где нагревается кубовым продуктом дебутанизатора. В дебутанизаторе из нестабильной бензиновой фракции отгоняется пропан-бутановая фракция.

С верха дебутанизатора 10-DA-204 пары пропан-бутановой фракции с сероводородом, аммиака и воды поступают в межтрубное пространство водяного теплообменника 10-ЕА-211.

Охлажденная парожидкостная смесь с 10-ЕА-211 с Т= 40÷43 оС поступает в рефлюксную емкость дебутанизатора 10-FA-209, где происходит сепарация газа и разделение жидких углеводородов и воды. В кубе дебутанизатора 10-DA-204 собирается стабильная бензиновая фракция.

Бензин с нижней тарелки попадается в кубовую часть дебутанизатора на сторону вывода потока в рибойлер 10-ЕА-210. В рибойлере бензиновая фракция нагревается от 188 °С до 191°С частично испаряется и в виде парожидкостной смеси возвращается в отпарную часть дебутанизатора.

С куба дебутанизатора 10-DA-204 стабильный бензин подается в трубное пространство теплообменников 10-ЕА-209А/В, где охлаждается и поступает в конденсатор воздушного охлаждения 10-ЕС-206.

**Очистка углеводородного газа**

Углеводородный газ из XCHД 10-FA-202, из емкости отработанного амина 10-FA-205, и из рефлюксной емкости дебутанизатора 10-FA-209 объединяются и поступает на очистку от сероводорода в скруббер среднего давления 10-DA-206 под 1-ю тарелку.

Для извлечения сероводорода из углеводородного газа в верхнюю часть скруббера 10-DA-206 на 16-ю тарелку подается свежий (регенерированный) 10-15 % раствор моноэтаноламина (МЭА).).

Очищенный от сероводорода углеводородный газ с верха скруббера 10-DA-206 поступает в отбойник 10-FA-210, где отделяется от унесенного амина.

Насыщенный МЭА сероводородом и увлеченный углеводородный конденсат стекают с тарелок в куб скруббера 10-DA-206, где разделяются, за счет разности плотностей.

Для разделения углеводородного конденсата от раствора МЭА куб скруббера разделен на две части переливной перегородкой.

Насыщенный амин с температурой 54÷55 оС с куба скруббера 10-DA-206 регулятором раздела фаз выводится в скруббер низкого давления 10-DA-207.

Потоки отработанного раствора МЭА из скруббера 10-DA-206 и из отбойника 10-FA-210 объединяются и поступают в скруббер низкого давления 10-DA-207 для повторного использования.

**Очистка углеводородного газа низкого давления**

Углеводородный газ из рефлюксной емкости 10-FA-203 и из емкости «кислой» воды 10-FA-204 объединяются и поступает на очистку от сероводорода под 1-ю тарелку в скруббер низкого давления 10-DA-207.

Очищенный от сероводорода углеводородный газ с верха скруббера 10-DA-207 поступает в отбойник 10-FA-207, где отделяется от унесенного амина.

Насыщенный амин из отбойника 10-FA-207 через гидрозатвор подается на всас насоса 10-GA-209A/S и выводится с установки.

Насыщенный сероводородом МЭА и увлеченный углеводородный конденсат стекают с тарелок в куб скруббера 10-DA-207, где разделяются за счет разности плотностей.Насыщенный откачивается на установку регенерации амина .

**Компримирование углеводородного газа низкого давления**

Углеводородный газ из отбойника 10-FA-207 компрессором 10-GB-201 скомпримированный до 4,0-6,5 кгс/см2 и объединенный с углеводородным газом из сепаратора 10-FA-210 через водяной конденсатор 10-ЕА-208 и сепаратор 10-FA-208 с температурой 40 °С по клапану 10-PV-0230 выводится с установки в сеть предприятия

**Вывод «кислой» воды**

Кислая вода из отстойных зон ХСВД 10-FA-104, ХСНД 10-FA-202 и из рефлюксной емкости дебутанизатора 10-FA-209 поступает в сборник кислой воды 10-FA-204.

Из сборника 10-FA-204 выделившийся углеводородный газ и сероводород отводятся на аминовую очистку от сероводорода в скруббер низкого давления 10-DA-207.

* + 1. Вспомогательные системы

Система сброса на факел

Все сбросы с аппаратов при пуске и остановке установки, от предохранительных клапанов с содержанием сероводорода не более 8 % объемных направляются в емкость факельных сбросов 10-FA-401.

Газ и пары с 10-FA-401 сбрасываются на сжигание на факел.

Углеводородный конденсат из 10-FA-401 откачивается по линии некондиции в сырьевую емкость 10-FA-101 или в ПСТ

Газообразные продукты из емкости кислых сбросов 10-FA-411 направляются на сжигание на факел кислых сбросов.

Конденсат из емкости кислых сбросов откачивается по линии некондиции в сырьевую емкость 10-FA-101 или в ПСТ.

**Система аварийного освобождения оборудования**

Аварийное освобождение сырьевой емкости 10-FA-101, 10-DA-201 и сырьевой емкости 10-FA-501 секции ГДА осуществляется через отсекатели 10-HV-0004, 10-HV-0157, 10-HV-5007 в емкость аварийного сброса 10-FA-412.

Для поддержания газовой «подушки» в емкость 10-FA-412 через ограничительную шайбу 10-FО-0200 подается азот.

Углеводородный конденсат из емкости откачивается по линии некондиции в сырьевую емкость 10-FA-101 или в парк ПСТ

Уровень в 10-FA-412 контролируется по прибору 10-LISA-0104 с сигнализацией по низкому 10%(400мм) и высокому 80%(1800мм) уровню и блокировкой по аварийно низкому 5%(300мм) уровню на останов насоса 10-GA-413 и закрытие отсекателя 10-XV-0045 на нагнетании насоса.

**Система аварийного сброса давления с реакторов**

Аварийный сброс давления из реакторного блока установки гидрокрекинга осуществляется с холодного сепаратора высокого давления 10-FA-104 с помощью дистанционного открытия отсекателей 10-HV-0033, 10-HV-0034.

В зависимости от аварийной ситуации сброс давления с 10-FA-104 может производится через отсекатель 10-HV-0033 с высокой скоростью до 8 кгс/см2 за 15 минут или отсекатель 10-HV-0034 с низкой скоростью до 8 кгс/см2 за 60 минут.

**Система воздуха КиА**

Воздух КиА поступает на установку гидрокрекинга через 2-й ввод цеха гидрокрекинга по коллектору Dу 80 мм от воздушной компрессорной установки.

При снижении давления воздуха КиА на установку от прибора 10-PISA-0359 срабатывает сигнализация по низкому давлению 6,5 кгс/см2 , при дальнейшем снижении давления в сети установки до 6 кгс/см2 срабатывает блокировка на открытие отсекателя 10-XV-0040 на линии подачи воздуха из 10-FA-403 в сеть установки и перевод регулятора 10-PC-0363 в автоматический режим регулирования с заданием 7,0 кгс/см2 (воздух КИП из 10-FA-403).

**Система топливного газа**

Топливный газ из сети предприятия с давление 3,5÷4 кгс/см2 через отсекатель 10-HV-0134 поступает в сепаратор топливного газа 10-FA-402.

Из сепаратора 10-FA-402 топливный газ поступает:

* на печь подогрева сырья гидрокрекинга 10-ВА-101;
* на печь подогрева сырья фракционирования 10-ВА-201;
* на печь подогрева сырья блока ГДА 10-ВА-501;
* на технологические нужды, для поддержания давления в емкостях: 10-FA-202, 10-FA-203, 10-FA-209, 10-FA-501 в пусковой период;
* на подачу топливного газа для подпора в факельные коллекторы углеводородных и кислых сбросов.

Углеводородный конденсат из сепаратора 10-FA-402 отводится в факельный коллектор: при повышении уровня до 45%(650мм) клапан открывается, а при понижении уровня до 20%(400мм) - закрывается .

**Система осушки уплотнительной жидкости для эбуляционного насоса**

В качестве уплотнительной жидкости и охлаждения обмоток электродвигателя эбуляционного насоса 10-GА-102 используется кубовый продукт колонны фракционирования 10-DA-201 - гидроочищенный газойль.

Во время пуска и остановки, когда гидроочищенный газойль в кубе колонны 10-DA-201 отсутствует, уплотнительная жидкость в 10-ЕА-103 поступает из резервуара Р-4 сырьевого парка тит.512. Для создания запаса уплотнительной жидкости в резервуаре Р-4 можно использовать прямогонный вакуумный газойль или очищенное масло с установки производства масел. Нельзя в качестве уплотнительной жидкости использовать газойль коксования, ароматические экстракты, дизельное топливо.

Газойль после теплообменника 10-ЕА-214А/В поступает на охлаждение в водяной холодильник 10-ЕА-103, где охлаждается оборотной водой и подается в осушители 10-DA-102A/B, заполненные силикагелем.

Осушенный газойль из 10-DA-102A/B подается на уплотнение и охлаждение обмоток электродвигателя эбуляционного насоса 10-GА-102.

Регенерация силикагеля в осушителях 10-10-DA-102A/B осуществляется азотом при температуре 220÷230°С.

Азот от газодувки 10-GB-301 подается в осушитель 10-DA-102А/В, откуда азот с газойлем через теплообменник 10-ЕА-301 поступает в емкость 10-FA-304, где азот отделяется от газойля и по циркуляционному контуру подается на всас газодувки 10-GB-301.

После освобождения осушителя 10-DA-102А/В от газойля подается сухой, сброс азота с осушителя 10-DA-102А/В направляется на факел.

**Система дренажей**

Дренаж нефтепродуктов из аппаратов, насосов, приборов КИП и А, пробоотборныхточек предусмотрен в заглубленные дренажные емкости 10-AD-402/1,7,8,9,10,14,16, которые установлены на каждом технологическом блоке.

Откачка из емкостей производится по мере набора уровня самовсасывающими насосами 10-GA-402/1,7,8,9,10,14,16.

Продукт в емкостях находится под азотной «подушкой» со сбросом в атмосферу.

При включение насоса на откачку клапан на подаче азота в емкость открывается автоматически, исключая подсос воздуха через свечу.

Дренаж раствора аминов из аппаратов, насосов, приборов КИП и А, пробоотборных точек предусмотрен в заглубленные дренажные емкости 10-AD-401/1,9,14.

Откачка из емкостей производится по мере набора уровня самовсасывающими насосами 10-GA-401/1,9,14.

Продукт в емкостях находится под азотной «подушкой» со сбросом в атмосферу.

Дренаж кислой воды из аппаратов, насосов, приборов КИП и А, пробоотборных точек предусмотрен в заглубленную дренажную емкость 10-AD-404/9.

**Система обогрева**

Для обогрева в холодное время года технологического оборудования, технологических трубопроводов, средств КИП и А на установке используется промтеплофикационная вода.

Обратная промтеплофикационная вода подается в трубное пространство теплообменника 10-ЕА-601, где нагревается паром низкого давления и поступает в коллектор прямой промтеплофикационной воды.

Обратная теплофикационная вода от всех потребителей установок гидрокрекинга, производства водорода и ГДА выводится из цеха по общему коллектору через 2-й ввод.

1. **Материальный баланс**

Материальный баланс установки в целом

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | | План | | Факт | | отклонение | |
| тн. | % | тн. | % | тн. | % |
| **1.Поступило в переработку** | |  |  |  |  |  |  |
| Диз.топливо "Л" прямой гонки | |  |  |  |  |  |  |
| Вакуумное дизельное топливо | |  |  | 11 808 | 3,87 | 11808 | 4 |
| Легкий газойль 21-10, 21-20 | | 10451 | 3,49 | 5 400 | 1,77 | -5051 | -2 |
| Легкий газойль КК-1 |  |  |  | 707 | 0,23 | 707 | 0 |
| Атмосферный газойль |  | 31810 | 10,63 | 32 401 | 10,63 | 591 | 0 |
| Легкий вакуумный газойль | | 54622 | 18,25 | 45 614 | 14,96 | -9008 | -3 |
| Средневязкий вакуумный дистиллят | |  |  | 795 | 0,26 | 795 | 0 |
| Вязкий вакуумный дистиллят | | 5 192 | 1,73 | 9 642 | 3,16 | 4450 | 1 |
| Тяжелый вакуумный газойль | | 83364 | 27,85 | 82 952 | 27,21 | -412 | -1 |
| Тяжелый газойль 21-10, 21-20 | | 57292 | 19,14 | 43 182 | 14,17 | -14110 | -5 |
| Компононт масел вязкий | |  |  |  |  |  |  |
| Экстракт средневязкий | | 10598 | 3,54 | 15 294 | 5,02 | 4696 | 1 |
| Экстракт вязкий |  | 15898 | 5,31 | 12 876 | 4,22 | -3022 | -1 |
| Петролатум |  | 2 474 | 0,83 | 2 155 | 0,71 | -319 | 0 |
| Деасфальтизат |  | 18 | 0,01 | 175 | 0,06 | 157 | 0 |
| Гач |  |  |  |  |  |  |  |
| Масло ЛУКОЙЛ SN-150 | | 160 | 0,05 | 155 | 0,05 | -5 | 0 |
| Рафинат с/вязкий |  |  |  |  |  |  |  |
| Рафинат вязкий |  |  |  |  |  |  |  |
| Рафинат остаточный |  |  |  |  |  |  |  |
| Газойль г/к (рецикл) |  | 23449 | 7,83 | 37 439 | 12,28 | 13990 | 4 |
| Водородсод технический с т.533 | |  |  | 717 | 0,24 | 717 | 0 |
| Водородсод технический с т.521 | | 4 030 | 1,35 | 3 512 | 1,15 | -518 | 0 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  | 299358 | 100,00 | 304 824 | 100,00 | 5466 |  |
| **2.Получено из переработки** | |  |  |  |  |  |  |
| Бензин г/крек. |  | 19 397 | 6,48 | 16 901 | 5,54 | -2496 | -1 |
| Диз топливо г/к |  | 101362 | 33,86 | 95 742 | 31,41 | -5620 | -2 |
| в т.ч.диз.топливо ГДА "Л" | | 97 942 | 32,72 | 92 553 | 30,36 | -5389 | -2 |
| в т.ч.диз.топливо ГДА "З" | |  |  |  |  |  |  |
| в т.ч.диз.топливо в парк | | 3 420 | 1,14 | 3 189 | 1,05 | -231 | 0 |
| в т.ч.диз.топливо на 24-6,7,100, КК-1 | |  |  |  |  |  |  |
| Газойль г/к с установки | | 162396 | 54,25 | 175 789 | 57,67 | 13393 | 3 |
| в т.ч. газойль г/к с установки | | 138947 | 46,41 | 138 350 | 45,39 | -597 | -1 |
| в т.ч. газойль г/к рецикл | | 23 449 | 7,83 | 37 439 | 12,28 | 13990 | 4 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Сероводород |  | 4 601 | 1,54 | 4 077 | 1,34 | -524 | 0 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Жирный газ г/крек |  | 9 776 | 3,27 | 10 455 | 3,43 | 679 | 0 |
| Технолог.потери |  | 1 826 | 0,61 | 1 860 | 0,61 | 34 | 0 |
| Итого |  | 299358 | 100,00 | 304824 | 100,00 | 5466 |  |
| **3.Топливо на технологические нужды** | |  |  |  |  |  |  |
| в том числе |  |  |  |  |  |  |  |
| 3.1 Топливо жидкое |  |  |  |  |  |  |  |
| 3.2 Топливо газообразное | | 3 176 | 1,06 | 3 214 | 1,05 | 38 | 0 |
| в том числе |  |  |  |  |  |  |  |
| 3.2.1 газ ГТС "Газпром" | |  |  |  |  |  |  |
| 3.2.2 Газ Топливный |  | 3 176 | 1,06 | 3 214 | 1,05 | 38 | 0 |
| 3.2.3 Газ Углеводородный | |  |  |  |  |  |  |
| 3.3 Топливо твердое |  |  |  |  |  |  |  |
| ИТОГО: |  | 3 176 | 1,06 | 3 214 | 1,05 | 38 | 0 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вход** | | | **Выход** | | |
| **Название** | **т/ч** | **%, масс.** | **Название** | **т/ч** | **%, масс.** |
| Горячее питание | 354 | 82,52 | Керосин | 12 | 2,80 |
| Легкое сырье | 75 | 17,48 | ДТ | 131 | 30,56 |
|  |  |  | Газойль | 250 | 58,28 |
|  |  |  | Нестабильный бензин | 26 | 6,06 |
|  |  |  | У/в газ | 10 | 2,30 |
| **Сумма** | **429** | **100,0** | **Сумма** | **429** | **100,0** |

**Фракционирующая колонна**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вход** | | | **Выход** | | |
| **Название** | **т/ч** | **%, масс.** | **Название** | **т/ч** | **%,масс.** |
| Сырьё | 437,0 | 45,14 | Смесь продуктов | 438,36 | 45,28 |
| ВСГ | 27,2 | 2,81 | ВСГ | 25,8 | 2,67 |
| Эбуляционная жидкость (рецикл) | 504,0 | 52,05 | Эбуляционная жидкость (рецикл) | 504,0 | 52,05 |
| **Сумма** | **968,2** | **100,0** | **Сумма** | **968,2** | **100,0** |

Реактор10-DC-101

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вход** | | | **Выход** | | |
| **Название** | **т/ч** | **%,масс.** | **Название** | **т/ч** | **%,масс.** |
| Смешенное сырьё  (281,80 гр.С) | 206,71 | 88,24 | Смешенное сырьё (372,60 гр.С) | 206,71 | 88,24 |
| Продукты реакции  ( 426,20 гр.С) | 27,54 | 11,76 | Продукты реакции (304,70 гр.С) | 27,54 | 11,76 |
| **Сумма** | **234,25** | **100,0** | **Сумма** | **234,25** | **100,0** |

Теплообменник 10-EA-101/A/B/C

1. **Характеристика сырья, катализаторов, продуктов.**

Таблица 1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование сырья, материалов, реагентов, катализаторов, полу-фабрикатов, изготов-ляемой продукции | Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП | Область применения изготовляемой продукции |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | **Сырье** | | | | |
|  | Cырье для установки гидрокрекинга | СТП ПР 73-2004 | 1. Фракционный состав:   - при температуре 350оС перегоняется, %  - температура конца кипения, оС, не выше  2. Массовая доля металлов, ppm , не более   * никеля   - ванадия   1. Коксуемость, % вес, не более      1. Плотность при 20 оС, кг/м3, не более | не нормируется, определение обязательно  560  1,6  4,4  0,9  1,2  930 | сырье установки гидрокрекинга |
|  | Вакуумный газойль, изм 1,2,3 | ТУ 0258-045-00044434-2004 | 1.Плотность при 15оС, кг/м3, в пределах   1. Вязкость кинематическая при 50 оС,мм2/с, в пределах   марка А  марка Б   1. Массовя доля серы,%, не более   вид 1  вид 2  вид 3   1. Температура текучести, оС, не ниже 2. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле оС, не ниже 3. Коксуемость, %, не более 4. Массовая доля ванадия, мг/кг, не более | 853,0-953,0  5,0-25,0  25,1-60,0  0,1  1,0  2,0  19  80  0,4  2,0 | Основной компонент сырья гидрокрекинга |
|  |
|  | Легкий газойль коксования, изм 1,2,3 | СТП ПР 29-2002 | 1. Температура застывания, оС, не выше 2. Температура вспышки в закрытом тигле оС, не ниже | минус 10  62 | компонент сырья гидрокрекинга |
|  | Тяжелый газойль коксования, изм 1,2,3 | СТП ПР 29-2002 | 1. Фракционный состав:   - 96% перегоняется при температуре, оС, не выше   1. Плотность при 20оС, кг/м3 , не менее | 530  900 | компонент сырья гидрокрекинга |
|  | Легкий газойль каталитического крекинга | СТП 010400-401019-95 изм.1 | 1.Температура вспышки, определяемая в  закрытом тигле, оС, не ниже  2.Температура застывания, оС, не выше:  с 1 апреля по 1 сентября  с 1 сентября по 1 апреля  3.Плотность при 20 оС, кг/м3, не ниже | 65  0  минус 10  не норм. | компонент сырья гидрокрекинга |
|  | Ароматические экстракты | СТП ПР 11-2001 | Плотность при 20 оС, кг/м3, не менее  Содержание фенола, мг/дм3, не более  Содержание воды | 920  50  отсутствие | компонент сырья гидрокрекинга |
|  | Тяжелая вакуумная фракция дизельного топлива | СТП ПР 33-2002 | 1. Фракционный состав:  96 % перегоняется при температуре, оС, не выше  2. Массовая доля серы, %, не более  3. Содержание смолистых веществ, %, не более | 360  не норм., опр. обяз  не норм., опр. обяз | компонент сырья гидрокрекинга |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| продолжение таблицы 1 | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | 6 |
| 2 | Реагенты, материалы | | | | | |
|  | Топливо дизельное прямогонное, изм. 1,2,3,4 | СТП ПР 33-2002 | 1.Фракционный состав:  50 % перегоняется при температуре, оС, не выше  96 % перегоняется при температуре, оС, не выше:  2.Температура застывания, оС, не выше:  3.Температура вспышки, в закрытом тигле, оС, не ниже:  4.Температура помутнения, оС, не выше:  5. Цвет по ЦНТ, ед. ЦНТ, не более  6.Массовая доля серы, %, не более | летнее | зимнее | На пуск установки гидрокрекинга |
| 280    360  минус 10  62  минус 5  2,0 | 280  340  минус 29  40  минус 21  2,0 |
| не нормируется, определение обязательно | |
|  | Газ водородсодер-жащий | СТП ПР 16-2002, с изм.1 | Содержание водорода, % об., не менее  Содержание сероводорода, ррm об., не более | 90  150 | | Циркулирую-щий ВСГ |
|  | Водород свежий | СТП ПР 17-2001 | Объемная доля водорода, %, не менее  Объемная доля углеводородов, %, не более  Объемная доля азота, %, не более | 99,9  0,06  0,04 | | Подпитка циркулирую-щего ВСГ |
|  | Газ топливный | СТП ПР 71-2004 | 1.Объемная доля сероводорода, %, не более   1. Объемная доля суммы углеводородов С5 и выше, %, не более 2. Плотность при 20оС, кг/м3 3. Теплота сгорания низшая при 20оС, ккал/м3,   не менее | 0,25  5,0  не нормируется, определение обязательно  не нормируется, определение обязательно | | Топливо для печей |
|  | Азот технический | СТП ПР 20-2001 | 1.Объемная доля азота, %, не менее (марка В)  2.Объемная доля кислорода, %, не более | 99,5  0,5 | | Продувка и опрессовка |
|  | Регенерированный раствор МЭА | СТП ПР 51-2002 | 1.Содержание МЭА в растворе, %, в пределах  2.Массовая доля сероводорода, %, не более  3.Массовая доля аммиака, %, не более  4.Массовая доля СО2, %, не более | 10÷15  0,533  0,114  отсутствие | | Для извлечения сероводорода из ВСГ |
|  | Ингибитор коррозии 5К635 | По импорту сертификат фирмы  «ICI Kemelix» | 1.Агрегатное состояние  2.рН  3.Температура вспышки, оС, не более  4.Вязкость при 20 оС, сПз  5.Плотность при 20 оС, кг/м3  6.Растворимость в воде, %  7.Температура замерзания, оС | Жидкость янтарного цвета  5,75  100  20  995  100  минус 3,9 | | Применяется на установке гидрокрекинга для предотвращения сероводородной коррозии оборудования |
|  | Стабилизирующая присадка 3F18 | По импорту сертификат фирмы  «ICI Kemelix» | 1.Агрегатное состояние  2.рН 50% раствора  3.Температура вспышки, оС  4.Вязкость при 20 оС, сПз  5.Плотность при 20 оС, кг/м3  6.Растворимость в воде, %  7.Температура замерзания, оС | Жидкость темно-коричневого цвета  4,9  73  334  912  нет  минус 14 | | Применяется на установке гидрокрекинга, подается в сырье для предотвращения отложений на стенках оборудования |
|  | Антивспениватель 6А4 | По импорту (сертификат) | 1.Агрегатное состояние  2.Температура вспышки, оС  4.Вязкость при 20 оС, сПз  5.Плотность при 20 оС, кг/м3  6.Растворимость в воде, %  7. Температура замерзания, оС | Бесцветная жидкость  62  120  820  нет  минус 20 | | Применяется на блоке очистке углеводородных газов для исключения проблем вспенивания раствора МЭА |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| продолжение таблицы 1 | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 3. | **Катализаторы** | | | | |
|  | Катализатор гидрокрекинга  «Criterion C-424» | По импорту сертификат фирмы «Criterion» | 1.Насыпная плотность, кг/л  2.Массовая доля активных компонентов, %:  оксид никеля NiO  окcид молибдена MoO3  окcид фосфора Р2О5  3.Форма частиц  4.Размер частиц, мм  5.Гранулометрический состав частиц,%, не более:   * менее 0,5 мм * менее 1,0 мм * менее 1,6 мм * менее 2,5 мм * более 15 мм   6.Механическая прочность, кПа/мм, не менее | 0,7710,83  4,0  19,5  8,0  трилистник  1,3  0,5  5,0  10,0  40,0  10,0  0,82 |  |
| 4. | **Изготавливаемая продукция** | | | | |
|  | Сухой углеводородный газ |  | Углеводородный состав, % об.  Объемная доля сероводорода, ppm, не более | не норм.  100 | используется в качестве топлива |
|  | Бензин установки гидрокрекинга | СТП ПР 42-2002 | 1. Фракционный состав:   - температура начала кипения, оС, не ниже  - температура конца кипения, оС, не выше  2.Массовая доля серы, ррм, не более  Плотность при 20оС, кг/м3  Испытание на медной пластинке  Детонационная стойкость:  -октановое число по моторному методу | 35  175  200  не нормируется, определение обязательно  выдерживает  не нормируется, определение обязательно | используется в качестве сырья для установки 22-4 или как добавка к товарным бензинам |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Топливо дизельное гидроочищенное | СТП ПР 12-2004 с изм.1 | 1. Массовая доля серы, %, не более 2. Фракционный состав:  * 50% перегоняется при температуре , оС, не выше * 96% перегоняется при температуре , оС, не выше  1. Фракционный состав:  * при 180 оС перегоняется,% об., не более * при 250 оС перегоняется,% об., не более * при 340 оС перегоняется,% об., не более * при 350 оС перегоняется,% об., не более * 95% перегоняется при температуре , оС, не выше  1. Температура вспышки в закрытом тигле, оС, не ниже  * для компонента топлива ЛУКОЙЛ EN590   Температура застывания, оС, не выше  Температура помутнения,˚С, не выше | Летнее  0,05  280  360  -  65  -  85  360  62  55  минус 10  минус 5 | Зимнее  0,05  280  340  10  -  95  -  -  40  55  минус 29  минус 21 | товарная продукция |
|  |  |  | Предельная температура фильтруемости оС, не выше  сорт С  сорт F  сорт Е  класс 0  класс 1   1. Цетановое число 2. Вязкость кинематическая при 20 °С, мм2/с, в пределах 3. Вязкость кинематическая при 40 °С, мм2/с, в пределах 4. Плотность при 15 оС, кг/м3, в пределах 5. Испытание на медной пластинке (3ч при 50 ˚С) 6. Массовая доля полициклических ароматических углеводородов,% | минус 5  минус 20  минус 15  -  - | -  -  -  минус 20  минус 26 |  |
| Не нормируется,  определение обязательно | |
| *3,00-6,00*  *2,00-4,50*  *820-845* | *1,80-5,00*  *1,50-4,00*  *800-845* |
|  | |
|  | |
|  | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | 6 |
|  | Газойль  гидроочищенный | СТП ПР 45-2002 с изм.1,2 | Плотность при 15 оС, кг/м3, в пределах  Массовая доля серы, %, не более  Фракционный состав:  - температура начала кипения, оС  - 30 % перегоняется при температуре, оС   * при температуре 350 оС перегоняется, % * температура конца кипения, оС   Массовая доля металлов, ppm, не более   * никеля * ванадия  1. Температура вспышки в закрытом тигле, оС, не ниже 2. Температура текучести, оС, не ниже 3. Коксуемость, %, не более | 853,0-953,0  0,1  720  не нормируется, определение  обязательно  1,0  1,0  80  19  0,4 | | сырье установок каталитическо-го крекинга |

1. **Производственная охрана**

# **Основные опасности производства, обусловленные особенностями** **технологического процесса**

Установка гидрокрекинга предназначена для получения гидроочищенного вакуумного газойля-сырья для установок каталитического крекинга, дизельного топлива - сырья для ГДА, бензина.

Процесс гидроочистки происходит при высоком давлении до 103,0 бар (105,0 кгс/см2) и повышенной температуре до 432 ºС. Блок ГДА предназначен для деароматизации дизельного топлива. Процесс деароматизации осуществляется также при высоком давлении и высокой температуре.

С точки зрения токсического поражения наибольшую опасность представляет неочищенные водородсодержащий и углеводородные газы, в состав которых входит сероводород, относящийся ко второму классу опасности.

Большую опасность представляют взрывоопасные свойства водорода, имеющего широкие концентрационные пределы распространения пламени в воздухе (от 4,12 до 75 %). водород высокой чистоты способен самовоспламеняться на воздухе.

В соответствии с нормами проектирования производственных зданий промышленных предприятий установка гидрокрекинга с блоком ГДА по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А.

Взрывопожароопасность установки обусловлена наличием в аппаратах большого количества углеводородов и водорода, способных при разгерметизации оборудования образовывать с воздухом взрывоопасную смесь, наличие высокой температуры и давления процесса, а также налич**ие** печей с открытым пламенем.

Для надежности процесса предусмотрена противоаварийная система защиты (ПАЗ), предупреждающая возникновение аварийной ситуации при отклонении параметров процесса от норм технологического режима и обеспечивающая безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние. Системы ПАЗ, блокировок и сигнализации имеют независимый источник бесперебойного питания.

От превышения давления аппараты и трубопроводы защищены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется в атмосферу или на факел. Места расположения предохранительных клапанов оборудованы площадками для удобства их обслуживания.

Для защиты персонала от поражения электрическим током все аппараты, трубопроводы, все динамическое оборудование и металлоконструкции установки заземлены от контура заземления.

Для защиты персонала от термических ожогов все аппараты и трубопроводы с нагретыми наружными поверхностями до температуры 45 оС внутри помещений и 60 оС на открытой площадке имеют теплоизоляцию.

По территории установки предусмотрена звуковая и световая сигнализация довзрывной концентрации углеводородов, равная 7 % от НКПР. В помещении компрессорной предусмотрено автоматическое включение аварийной вентиляции при наличии углеводородов , а в горячей и холодной насосной (блок № 1), в насосной (блок № 9) при наличии сероводорода.

Электроприводы динамического оборудования оснащены системой самозапуска с очередностью включения после кратковременного исчезновения или посадки напряжения и их дистанционного отключения из операторной во время пожара.

Вращающиеся части динамического оборудования закрыты защитными кожухами, окрашенными в красный цвет. Вращающиеся лопасти аппаратов воздушного охлаждения ограждены защитной сеткой.

Во избежание загазованности в производственных помещениях создается избыточный подпор воздуха: в операторной, компрессорной, насосной, трансформаторной подстанции, помещении ЩСУ.

Каждое помещение оборудовано рабочим и аварийным освещением. Освещение установки в ночное время должно соответствовать нормативным документам (СНиП). Аварийное освещение должно находиться всегда в исправном состоянии.

На случай возникновения пожара в производственных помещениях предусмотрена возможность безопасной эвакуации людей. При пожаре или аварии на установке персонал, не участвующий в ликвидации пожара или аварийной ситуации, эвакуируется с территории объекта. В установленных местах предусмотрены первичные и стационарные средства пожаротушения, указанные в таблице № 6 настоящего регламента.

Наиболее опасными местами на установке являются реакторный блок, где продукты находятся при высокой температуре и давлении, и блок очистки газа, где возможно выделение сероводорода.

Основные причины, приводящие к аварийной ситуации

1. Нарушение норм технологического режима.

2. Прогар труб в печах 10-ВА­101, 10-ВА­201, 10-ВА­501.

3. Разгерметизация и неисправность оборудования, трубопроводов и арматуры.

4. Неисправность предохранительных клапанов.

5. Загазованность помещения компрессорной, клапанных сборок мембранного блока, территории установки.

6. Прекращение подачи оборотной воды, пара, воздуха КИПиА, отключение электроэнергии, топливного газа.

7.Несоблюдение правил промышленной, газовой, пожарной безопасности обслуживающим персоналом.

8.Допуск к самостоятельной работе работников установки без обучения и тренинга.

9.Несоблюдение графиков ТО и ППР оборудования.

10.Допуск к проведению ремонтных работ на неподготовленном оборудовании

11. Неисправность вентиляционных систем.

12. Неисправности КИПиА, средств противоаварийной защиты.

13.Неисправность насосно-компрессорного оборудования.

**5.2. Основные опасности производства, обусловленные особенностями используемого оборудования и условия его эксплуатации**

Все технические устройства должны эксплуатироваться в соответствии с их техническими характеристиками и паспортными данными и инструкциями по эксплуатации, утвержденными в установленном порядке.

Возможность разгерметизации или разрушения используемого технологического оборудования, аппаратов и технологических трубопроводов с последующим неконтролируемым истечением (выбросом) жидкости, паров и газов из системы вследствие:

- превышения давления в аппаратах больше предельно допустимого значения;

- пропуска торцевых уплотнений насосов;

- разрушения уплотнений фланцевых соединений;

- коррозионного или механического износа;

- механического повреждения транспортными средствами при проведении погрузочно-разгрузочных работ;

- перегрева аппаратов, оборудования и технологических трубопроводов при возможных возгораниях и пожарах;

- прямого удара молнии и вторичных её проявлений.

Повышение давления в аппаратах в зимний период вследствие замерзания предохранительных клапанов, импульсных линий исполнительных механизмов системы автоматического управления, образования ледяных пробок на дренажных линиях.

Разрушение или разгерметизация насосов вследствие перегрева подшипниковых узлов и низкого давления затворной жидкости.

Вероятность возникновения взрывов, пожаров в результате повреждения либо неисправности устройств взрывозащиты электрооборудования эксплуатируемых во взрывоопасных зонах.

Электроопасность, обусловленная использованием в приводах насосов электродвигателей напряжением питания 380 В и 6000 В, а также наличием сетей электрического освещения (220 В), систем автоматики, блокировок и сигнализации.

Опасность травмирования обслуживающего персонала движущимися и вращающимися частями оборудования, а также фрагментами оборудования при их возможном аварийном разрушении.

Газоопасность. Возможность удушья персонала в емкостных аппаратах от нехватки кислорода в период ремонта оборудования.

В технологических системах установки не обращаются среды и вещества, способные к самопроизвольному термическому разложению, неуправляемым химическим реакциям и полимеризации.

Наличие аппаратов, работающих при высоких температурах, содержащих большие количества продуктов в газообразном и парообразном состоянии, может создать опасность загазованности помещений и территории в случае разгерметизации оборудования и трубопроводов.

Трубопроводы

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо соблюдать установленные для них рабочие параметры эксплуатации, на режиме обеспечивать систематический визуальный контроль за состоянием трубопроводов. В период ремонта установки, состояние трубопроводов проверяется неразрушающими методами контроля и испытываются на плотность, прочность и герметичность в соответствии с Правилами эксплуатации трубопроводов.

Теплообменники

Теплообменники эксплуатируются в условиях повышенных давлений и температур. Для обеспечения безопасной эксплуатации теплообменников, необходимо соблюдать установленные для них рабочие параметры эксплуатации, на режиме обеспечивать систематический визуальный контроль за их состоянием. В период ремонта установки, состояние теплообменников проверяется путем осмотра, неразрушающими методами контроля и испытываются на прочность и герметичность в соответствии с Правилами эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Компрессоры

Параметры работы компрессора постоянно контролируются, при достижении предельно допустимого значения с отклонением параметров температуры и давления срабатывает световая и звуковая сигнализация и блокировка в системе СБ и ПАЗ.

Аппараты колонного типа

В колоннах в процессе эксплуатации на внутренней поверхности могут накапливаться пирофорные отложения. Для проведения ремонта или технического освидетельствования аппаратов проводится их чистка от загрязнений и шлама. Работы по вскрытию люков и чистке аппаратов относятся к работам повышенной опасности с возможным воспламенением пирофорных отложений при контакте с кислородом воздуха. Открывать люки необходимо начинать с верхнего, имея наготове шланг для подачи пара на случай воспламенения пирофорных отложений. Перед открытием нижнего люка необходимо проявлять осторожность от выброса или разбрызгивания продукта из застойной зоны.

**5.3. Основные опасности производства, обусловленные нарушениями правил безопасности работающим персоналом**

Защита технологического процесса от аварийных ситуаций во многом зависит от уровня подготовки технологического персонала установки, правильного выбора и обеспеченности надежными средствами пожаротушения, умения персонала пользоваться средствами пожаротушения и содержания их в постоянной готовности.

Ведение технологического режима в допускаемых пределах, обеспечивается постоянным контролем и регулированием параметров, знанием персоналом технологической схемы установки.

Незнание работающими опасных свойств сырья, промежуточных и готовых продуктов по пожаровзрывоопасности, токсичности, неиспользование СИЗОД и спецодежды, несоблюдение безопасных условий обращения с этими веществами, неприменение средств коллективной защиты и нарушение правил эксплуатации оборудования может привести к несчастным случаям, отравлению работающих, пожару и взрыву на установке.

Неиспользование работающими средств индивидуальной защиты (респиратор, защитные наушники, защитные очки, рукавицы) при загрузке, выгрузке, просеивании катализаторов и несоблюдение требований безопасности при обращении с катализаторами в соответствии с рекомендациями фирмы разработчика катализатора может привести к нарушению здоровья работающих.

Несвоевременная чистка/стирка спецодежды от катализаторной пыли по окончании операций по загрузке, выгрузке, просеиванию катализатора может снизить степень индивидуальной защиты работающего.

Пуск в работу и эксплуатация центробежных насосов при отсутствии ограждения на муфте сцепления их с двигателем ведет к травмированию работающих.

Невыполнение установленной периодичности внешних осмотров технологического оборудования, трубопроводной арматуры, электрооборудования, средств защиты, технологических трубопроводов, вентиляционных систем может привести к остановке оборудования.

Курение в не отведенном и не оборудованном месте может привести к пожару или взрыву.

### **Основные функции обслуживающего персонала установки**

* 1. **Начальник установки**
  2. Обеспечивает выполнение производственной программы установки по всем технико-экономическим показателям, повышение качества выпускаемой продукции.
  3. Руководит через операторов работой отдельных участков технологических бригад и всей установки в целом.
  4. Осуществляет расстановку обслуживающего персонала по рабочим местам и ведет табельный учет рабочего времени.
  5. Добивается снижения норм расхода топлива, пара, воды, электроэнергии и реагентов.
  6. Своевременно доводит до коллектива установки планы производства, приказы, распоряжения, контролирует их выполнение.
  7. Ведет количественный учет находящихся в обращении реагентов и материалов.
  8. Обеспечивает безаварийную работу установки, систематически проводит инструктажи и обучение работников правилам и нормам техники безопасности, газобезопасности и противопожарной профилактики.
  9. Контролирует правильность приема-сдачи смен производственным персоналом. Ежедневно знакомится с записями в сменном журнале, а также с анализами качества продукции и вносит соответствующие коррективы в технологический режим.
  10. Обеспечивает правильную организацию и безопасное ведение работ, эксплуатацию оборудования, механизмов, инструмента, КИП и средств защиты и содержание рабочих мест в надлежащем состоянии. Если на каком-то рабочем месте выявлены нарушения, которые невозможно оперативно устранить силами смены, бригады, то об этом сообщает руководству участка.
  11. Обеспечивает рациональное размещение материалов, запасных частей, деталей, инструментов, приспособлений на рабочих местах, их хранение. Не допускает загромождённости, захламленности проходов, проездов, территории установки.
  12. Руководит работами с опасными условиями труда по заранее разработанным планам, проектам организации труда или нарядам-допускам.
  13. Обеспечивает соблюдение рабочими трудовой и производственной дисциплины, правил и инструкций по безопасному ведению работ, технологических режимов и регламентов, обеспечивает применение безопасных приёмов труда. Не допускает работы на неисправном оборудовании и применение неисправных инструментов, приспособлений и др. Принимает меры по прекращению работ в случае угрозы здоровью и жизни работающих. Не допускает к работе лиц в нетрезвом состоянии.
  14. Контролирует состояние условий труда, регулярно 1 раз в неделю проверяет состояние рабочих мест, правильность эксплуатации оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов. Следит за бесперебойной работой вентиляционных систем и установок, нормальной освещенностью рабочих мест, за наличием и исправным состоянием оградительных и предохранительных устройств, устройств автоматического контроля и сигнализации, за состоянием рабочих мест, использованием и правильным применением рабочими средств индивидуальной защиты.
  15. Рассматривает на рабочих собраниях состояние условий труда на рабочих местах. Анализирует результаты проверок рабочих мест, осмотра оборудования и механизмов, разбирает выявленные нарушения и недостатки, доводит до сведения рабочих содержание приказов и распоряжений, обстоятельства и причины несчастных случаев.
  16. Собирает и обобщает замечания и предложения рабочих и передаёт их руководству участка.
  17. Обеспечивает выполнение в установленные сроки запланированных мероприятий по обеспечению безопасных условий труда, а также предложений рабочих и общественных инспекторов по охране труда, устраняет выявленные нарушения и недостатки.
  18. Информирует в установленные сроки руководство участка о состоянии условий труда на объектах, проделанной работе по улучшению условий труда, выполнении приказов и распоряжений.
  19. Проводит в установленные сроки инструктажи рабочих по безопасным методам работы с соответствующим оформлением в специальном журнале. При выдаче рабочим задания на выполнение работ с опасными условиями труда (работа по наряду-допуску) проводит с ними специальный инструктаж с соответствующими записями в журнале и наряде-допуске.
  20. Участвует в разработке и пересмотре инструкций по безопасному ведению работ, вносит руководству участка предложения об изменении и дополнении инструкций. Осуществляет постоянный контроль за стажировкой новых рабочих. По окончании стажировки при собеседовании проверяет усвоение рабочими безопасных приемов работы и знаний инструкции. При необходимости разъясняет рабочим требования правил и инструкций с показом правильных приемов работы. Составляет графики проверки знаний рабочих и участвует в проверке знаний.
  21. Сообщает немедленно руководству участка, при необходимости одному из руководителей предприятия, о происшедшем несчастном случае, организует оказание первой помощи пострадавшему и направляет его в медицинское учреждение, принимает меры по сохранению обстановки на рабочем месте и состояния оборудования такими, какими они были в момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не вызовет аварии).
  22. Участвует в разработке мероприятий по предупреждению несчастных случаев, в установленные сроки проводит предусмотренные в актах мероприятия и об их выполнении информирует начальника участка.
  23. Остановить установку в аварийных случаях, если продолжение работы создаёт опасность для обслуживающего персонала или угрозу сохранности оборудования с уведомлением начальника участка и диспетчера завода.
  24. Отстранять от работы работников установки при появлении в нетрезвом состоянии.

##### **Оператор технологических установок**

**4-й разряд**

     Характеристика работ. Ведение технологического процесса и наблюдение за работой оборудования на установках III категории по переработке нефти, нефтепродуктов, газа, сланца и угля в соответствии с рабочими инструкциями. Ведение технологического процесса и наблюдение за работой отдельных блоков на установках I и II категорий под руководством оператора более высокой квалификации. Регулировка производительности блока, установки, отделения. Предупреждение и устранение отклонения процесса от заданного режима. Осуществление контроля за выходом и качеством продукции, расходом реагентов, энергоресурсов. Пуск и остановка отопительной системы камерных и туннельных печей и регулировка их гидравлического режима; обслуживание ленточных конвейеров, грохочение, классификация нефтяного кокса по фракционному составу под руководством оператора более высокой квалификации на установках замедленного коксования. Обслуживание приборов контроля и автоматики, заготовка картограмм, смена их, заливка перьев чернилами, проверка приборов на "О". Наблюдение за состоянием кладки отопительной системы. Пуск, остановка установки и вывод ее на режим. Подготовка отдельных аппаратов и установки в целом к ремонту. Участие в ремонте технологических установок.

Должен знать: технологические процессы, схемы и карты обслуживаемых установок; устройство технологического оборудования, контрольно-измерительных приборов, трубопроводов, арматуры; факторы, влияющие на ход процесса и качество продукции.

**5-й разряд**

     Характеристика работ. Ведение технологического процесса и наблюдение за работой оборудования на установках II категории по переработке нефти, нефтепродуктов, газа, сланца и угля в соответствии с рабочими инструкциями. Ведение технологического процесса на установках I категории под руководством оператора более высокой квалификации. Контроль за соблюдением технологического режима, качеством сырья и вырабатываемых продуктов по показаниям контрольно-измерительных приборов и результатам анализов. Контроль за учетом расхода сырья, продукции, реагентов, катализаторов, топливно-энергетических ресурсов.  
     Предупреждение и устранение отклонения процесса от заданного режима. Заполнение журнала приема и сдачи дежурств.

Должен знать: технологические процессы, схемы и карты обслуживаемых установок; устройство обслуживаемого оборудования; физико-химические свойства сырья, реагентов и вырабатываемой продукции; ГОСТы на сырье, продукты.  
     Требуется среднее специальное образование.

**6-й разряд**

Характеристика работ. Ведение технологического процесса и наблюдение за работой оборудования на установках I категории по переработке нефти, нефтепродуктов, газа, сланца и угля в соответствии с рабочими инструкциями. Руководство ликвидацией возникающих отклонений технологического процесса и аварий. Расстановка операторов по рабочим местам.

Должен знать: технологические процессы, схемы и карты обслуживаемых установок; кинематические и электрические схемы технологического оборудования, принципиальные схемы основных установок завода и их взаимосвязь; технологию производства. Требуется среднее специальное образование.