


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и  
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. П. Твердохлебов

подпись

« 20 » июня 2016г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

18.03.01 «Химическая технология»

Проект установки гидрокрекинга НПЗ производительностью  
2 млн. тонн в год

Научный руководитель

  
подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

Выпускник

 17.06.2016г.  
подпись, дата

В. А. Лисанги

Консультант по  
технологической части

 25.06.2016г.  
подпись, дата

Р. А. Ваганов

Нормоконтролер

  
подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин


Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и  
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой  
 В. П. Твердохлебов

подпись

« 10 » мая 2016 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту Лисанги Виктории Алексеевне

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

Тема выпускной квалификационной работы: расчет установки гидрокрекинга производительностью 2 млн. тонн в год

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

Руководитель ВКР Ф.А. Бурюкин, доцент, кандидат химических наук

Исходные данные для ВКР: характеристика Подгорненской нефти, производительность установки гидрокрекинга 2 млн. тонн в год

Перечень разделов ВКР: Реферат. Содержание. Введение. Технико-экономические обоснования. Технологические решения. Строительные решения. Генеральный план и транспорт. Безопасная эксплуатация производства. Заключение. Список сокращений. Список использованных источников

Перечень графического материала: Генеральный план. Технологическая схема установки двухступенчатого гидрокрекинга. Реактор гидрокрекинга со стационарным слоем катализатора.

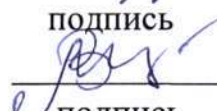
Руководитель ВКР

  
\_\_\_\_\_

Ф. А. Бурюкин

подпись

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_

В. А. Лисанги

подпись

«10» мая 2016 г.

## ВВЕДЕНИЕ

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. Ввод в действие новых мощностей по углублению переработки нефтяного сырья и повышению качества выпускаемых нефтепродуктов позволит увеличить выпуск высококачественных, удовлетворяющих уровню мировых стандартов, а следовательно и конкурентоспособных на мировом рынке моторных топлив (высокооктановых марок автобензина, малосернистого дизельного топлива, авиакеросина).

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 не прореагировавший остаток не возвращается в сырье гидрокрекинга, то он может использоваться в качестве высококачественного сырья или компонента сырья каталитического крекинга, коксования, пиролиза.

Включение в технологическую схему НПЗ процесса гидрокрекинга является наиболее экономически выгодным способом снижения содержания серы в топливе и позволяет значительно снизить ее содержание в дизельных топливах.

## **1 Технико-экономическое обоснование**

Настоящим проектом планируется строительство Нефтеперерабатывающего завода производительностью до 2 млн. тонн в год, с последующим выпуском продукции высокого качества в районе города Тамбов - административный центр Тамбовской области.

Строительство НПЗ будет осуществляться с целью:

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

Место для строительства проектируемого нефтеперерабатывающего завода выбрано непосредственно в районе с высокой плотностью потребления нефтепродуктов.

На большинстве зарубежных нефтеперерабатывающих заводов с глубокой переработкой нефти наличие процесса гидрокрекинга имеет важное значение. Помимо увеличения глубины переработки нефти гидрокрекинг является основным процессом, влияющим на гибкость технологической схемы предприятия и качество его товарной продукции. При отсутствии на НПЗ других процессов переработки остатков от перегонки нефти применяется, в основном, гидрокрекинг с полной конверсией с целевым назначением определенного продукта.

В тех случаях, когда на НПЗ уже имеются процессы конверсии нефтяных остатков, наиболее привлекательным является применение гидрокрекинга с частичной конверсией и комбинирование его с другими процессами конверсии. При этом гидрокрекинг использует в качестве сырья газойли низкого качества других процессов и получает высококачественный остаток, который служит облагороженным сырьем или компонентом сырья этих же установок. Остаток гидрокрекинга вакуумного газойля является превосходным сырьем для этиленовых установок, превосходя по эффективности другие виды сырья.

Таким образом, наличие гидрокрекинга в технологической схеме НПЗ значительно повышает гибкость и, соответственно, эффективность его работы.

## **2 Технологические решения**

### **2.1 Характеристика исходной нефти**

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Подгорненского месторождения.

В характеристике нефти приводятся: физико-химические свойства, характеристика фракций, выкипающих до 200 °С, их групповой углеводородный состав, характеристика легких керосиновых дистиллятов, характеристика дизельных топлив и компонентов, свойств, определяющих шифр нефти и состав по истинным температурам кипения (ИТК).

По данным таблиц устанавливается шифр нефти, по технологической классификации по ГОСТ Р 51858-2002, являющейся основой для выбора варианта и схемы переработки нефти.

В таблице 1 представлены физико-химические свойства Подгорненской нефти.

Таблица 1- Физико-химические свойства Подгорненской нефти

Наименование показателей	Значение
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	0,8383
Кинематическая вязкость при 20°C, мм <sup>2</sup> /с	17
Кинематическая вязкость при 50°C, мм <sup>2</sup> /с	3,92
Температура застывания (без термообработки), °C	5
Температура застывания (с термообработкой), °C	7
Содержание в % масс. парафина	7,1
Содержание в % масс. серы	1,1
Содержание в % масс. азота	0,05
Содержание в % масс. силикагелевых смол	6,04
Содержание в % масс. асфальтенов	2,88
Коксуемость, %	-
Выход фракций, в вес.% до 200 °C	27,3
Выход фракций, в вес.% до 300 °C	-
Выход фракций, в вес.% до 350 °C	54,9

В таблице 2 представлен элементный состав нефти.

Таблица 2 - Элементный состав нефти

Нефть	№ скважины	Содержание, %				
		C	H	O	S	N
Подгорненская	111	84,55	13,89	0,41	1,1	0,05

В таблице 3 представлен групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200°C.

Таблица 3 - Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °C

Темпер. отбора, °C	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	$n_D^{20}$	Содержание углеводородов, %				
				Аромат.	Нафтен.	парафиновых		
						всего	Норм. строения	изо-строения
28-200	27,3	0,7310	1,4104	9	18	73	-	-

В таблице 4 представлена разгонка Подгорненской нефти в аппарате АРН-2.

Таблица 4 – Разгонка Подгорненской нефти в аппарате АРН-2

Пределы выкипания, °С	Выход на нефть, %
До 28°С	2,5
Н.к.-62°С	3,4
62-85°С	3,6
85-105°С	3,2
105-140°С	5,8
140-180°С	7,5
180-230°С	9,5
230-350°С	21,9
350-450°С	17,6
Гудрон	24,3
Потери	0,7
Всего	100

## 2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

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

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

Подгорненская нефть по технологической классификации нефтей, согласно ГОСТ Р 51858-2002, имеет шифр: 2.1.2.2, то есть относится к сернистым, имеет выход фракций до 350°С – не менее 45%, имеет содержание базовых масел 15-25% в расчёте на нефть и более 45% в расчёте на мазут, содержание парафинов – 1,51-6%.

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

Эти факторы являются основополагающими при проектировании схемы НПЗ.

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

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

- топливно-нефтехимическая.

Одна из целей данного курсового проекта – разработать технологическую схему гидрокрекинга специализированного на производстве дизельных топлив, до содержания серы в получаемых продуктах менее 0,05 % масс. Для достижения этой цели, проектом предлагается перерабатывать нефть Подгорненского месторождения, качественная характеристика которой представлена в таблицах 1-4, по схеме: “Топливная с глубокой переработкой нефти”. Материальный баланс рассчитан на основании данных по углубленной переработке нефти, взятых из справочной литературы, и представлен в таблице 5.

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

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

- При составлении баланса по прямогонным бензинам следует предусматривать полное использование бензиновых фракций (кроме лёгкого бензина фракции 62 – 80 °С) для каталитического риформинга.

- Рациональная схема материальных потоков НПЗ предусматривает получение дизельных топлив, путем компундирования дизельных фракции после гидроочистки, после гидрокрекинга, в которых обычно содержится не выше 0.05 %(масс.) серы, снижено содержание парафинов посредством гидроизомеризации.

- Такое решение позволяет более рационально использовать мощности гидроочистки, гидрокрекинга с получением дизельных топлив с различной хладотекучестью (-35 °С, -45 °С, -55 °С)

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

- На предприятиях с глубокой переработкой нефти наблюдается нехватка водорода, поэтому следует предусматривать специальные установки по его производству.

Для переработки нефти на проектируемом НПЗ выбираем топливный вариант с глубокой переработкой нефти, так как он более перспективен и востребован (наибольший выход светлых нефтепродуктов). Выбор представленной схемы изображён на рисунке 1.



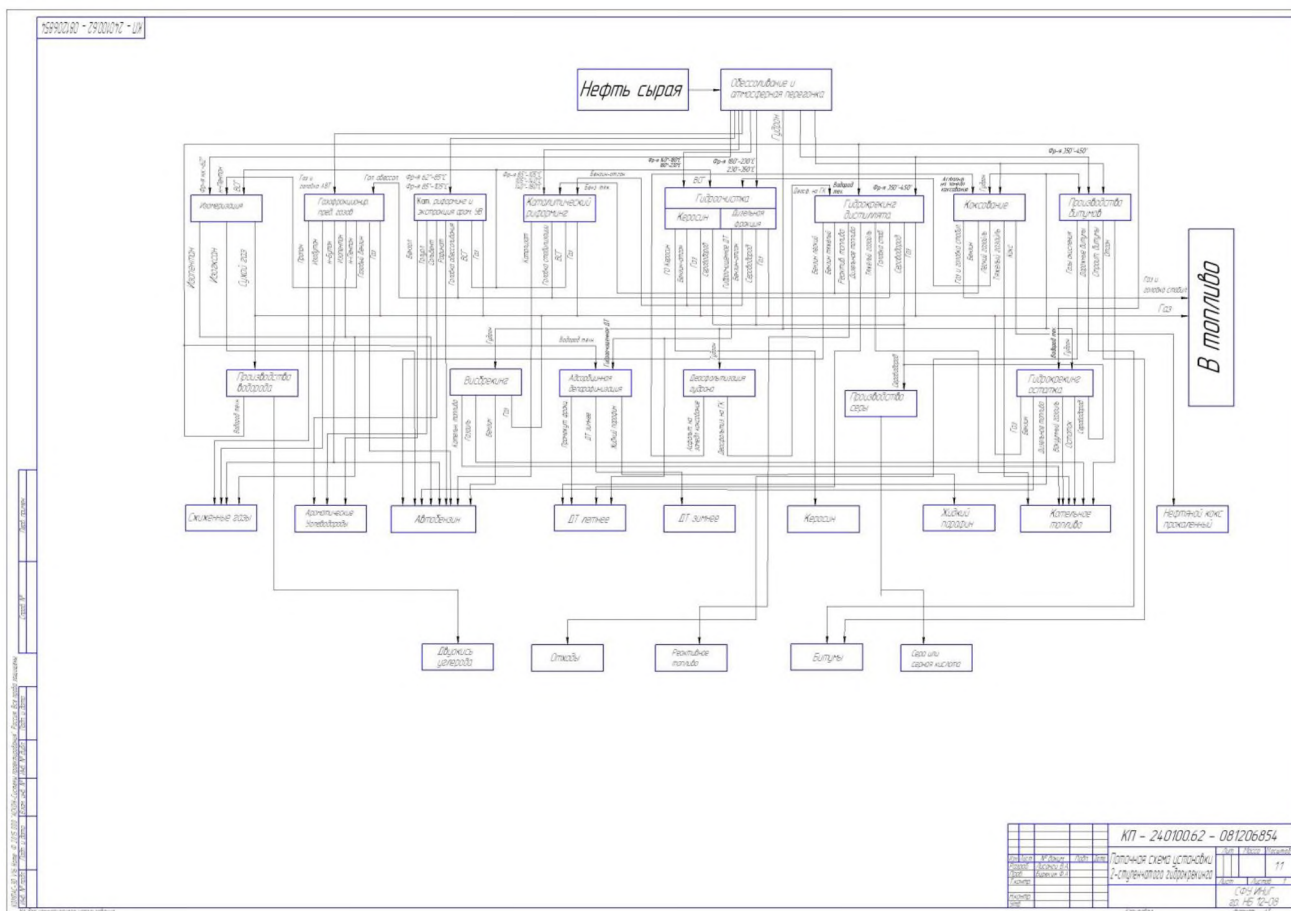


Рисунок 1 - Поточная схема НПЗ с глубокой переработкой нефти по топливному варианту

### 2.3 Характеристика установок по переработке нефти

Установка обессоливания и обезвоживания.

Обессоливание и обезвоживание нефти - это процессы очистки нефти от воды и минеральных солей. Глубокое обессоливание нефти обеспечивает снижение коррозии и уменьшение отложений в аппаратуре, улучшение качества нефтяных фракций, в том числе и по содержанию металлов. Нефть, поступающая в колонну атмосферной ректификации, должна содержать воды не более 0,2 масс. % и солей не более 5 мг/л, в то время как в добываемой из скважины нефти содержание воды может быть от 5 до 90 % и минеральных солей до 10-15 кг/т. После промышленной подготовки нефти к транспорту содержание солей в ней снижается до 40-1800 мг/л и воды до 0,2-1,0 масс. %.

Уменьшение содержания солей в нефти с 8-14 до 3 мг/л снижает потери от коррозии, и позволяет не только увеличить межремонтный период работы установок ректификации нефти и мазута от 1-2 до 3-5 лет, но и продлить межремонтный период работы установок вторичной переработки нефтяных фракций, а также уменьшить расход технологического топлива, реагентов и катализаторов.

Вода и нефть взаимно нерастворимы, но при интенсивном перемешивании они образуют водонефтяную дисперсную смесь - эмульсию «вода в нефти», разделение которой в отстойниках не происходит из-за малого диаметра частиц диспергированной воды (от 0,1 до 1000 мкм). Минеральные соли присутствуют растворенными в воде, поэтому при обезвоживании нефти происходит и ее обессоливание. Разрушают водонефтяные эмульсии гидромеханическим, термохимическим и электротермохимическим методами, для чего создана и соответствующая аппаратура.

Гидромеханический метод отстаивания нефти с целью расслоения пластовой воды и нефти, а также для осаждения мелких частиц диспергированной воды в слое нефти осуществляется в гравитационных отстойниках различной конструкции. Простое отстаивание нефти малоэффективно, но оно входит обязательным элементом во все другие методы обезвоживания.

Термохимический метод использует добавление в нефть деэмульгаторов, которые химически разрушают оболочку мельчайших глобул диспергированной воды.

Глубокая очистка нефти от воды (до 0,1 масс. %) и солей (до 1-5 мг/л) достигается только электротермохимическим методом с интенсивным осаждением мелких частиц воды в сильном электрическом поле в присутствии больших количествах свежей промывочной пресной воды (5-7 масс. %).

Очистка нефти от воды и солей начинается на нефтяном промысле (подготовка нефти к транспорту) и заканчивается на НПЗ, при этом возможны 3-5 стадий очистки с использованием разных методов обезвоживания. Конечной стадией является электрообезвоживание нефти на НПЗ. Современная технологическая установка обезвоживания и обессоливания нефти с применением электродегидраторов может быть автономной (например, ЭЛОУ-6, индекс 10/6) или быть блоком в составе комбинированной установки атмосферной ректификации нефти и вакуумной ректификации мазута (например, ЭЛОУ-АТ-8, индекс 13/1 или ЭЛОУ-АВТ-6, индекс 11/4). В последнем варианте нефть насосом прокачивается через теплообменную группу, где за счет тепла полученных нефтяных фракций нагревается до температуры 130-140 °С и под давлением 1,4-1,5 МПа через смеситель (для смешивания нефти с деэмульгатором и промывочной пресной водой) поступает в электродегидраторы первой ступени. Далее обезвоженная нефть вновь смешивается с деэмульгатором и промывочной пресной водой, и поступает в электродегидраторы второй ступени, из которых обезвоженная и обессоленная нефть проходит теплообменную группу для нагрева до температуры 200-230°С перед первой ректификационной колонной. Из электродегидраторов отводится дренажная соленая вода (с большей частью деэмульгатора и солями) для дальнейшей утилизации.

Конструкции промысловых и заводских электродегидраторов несколько различаются. Горизонтальный электродегидратор имеет диаметр 3,4 м и длину 18-24 м, объем 160-200 м<sup>3</sup> и расчетное давление 1,8 МПа. Внутри него

располагаются 2-3 решетчатых электрода (несколько выше оси аппарата), которые подвешиваются на изоляторах к корпусу аппарата. Для работы используется высокое напряжение переменного электрического тока (22-44 кВ), расход электроэнергии составляет 2,5-5,0 Вт /м<sup>3</sup> нефти.

Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти.

Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, трёх масляных фракций разной вязкости и мазута.

Кроме этих продуктов на установке получают сухой и жирный газ, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газоль. Современные установки большой мощности состоят из следующих блоков:

- предварительного нагрева нефти в теплообменниках;
- электрообессоливания и обезвоживания нефти (блок ЭЛОУ);
- последующего нагрева в теплообменниках;
- отбензинивания нефти (колонна повышенного давления с нагревательной печью);
- атмосферная колонна (с нагревательной печью и отпарными колоннами);
- фракционирование мазута под вакуумом (с нагревательной печью, отпарными колоннами и системой создания вакуума);
- стабилизации и вторичной перегонки бензина на узкие фракции.

Установка каталитического риформинга.

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

Назначение процесса – производство высокооктанового базового компонента автомобильных бензинов, а также получение индивидуальных ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилолов. В результате процесса получают и водородсодержащий газ (технический водород), используемый далее в процессах гидроочистки топлив, масляных и других фракций, а также на установках гидрокрекинга.

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

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

Основным промышленным катализатором процесса риформинга является алюмоплатиновый катализатор (0,3—0,8 % масс. платины на оксиде алюминия); в последние годы наряду с платиной на основу наносится рений. Применение более активного биметаллического платино-рениевого

катализатора позволяет снизить давление в реакторе с 3—4 до 0,70—1,4 МПа. Катализатор имеет форму цилиндров диаметром 2,6 мм и высотой 4 мм.

Установка гидроочистки керосина и дизельного топлива.

Гидроочистку керосиновых и дизельных фракций проводят с целью снижения содержания серы до норм, установленных стандартом, и для получения товарных топливных дистиллятов с улучшенными характеристиками сгорания и термической стабильности. Одновременно снижается коррозионная агрессивность топлив и уменьшается образование осадка при их хранении.

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

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

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

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

Установка депарафинизации

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

Стадии процесса:

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

Технологический режим:

- продолжительность стадии комплексообразования – 60 минут;
- продолжительность разложения комплекса – 30 минут;
- температура комплексообразования – от 40 до 25 °С;
- температура разложения комплекса – от 60 до 65 °С;
- кратность раствора карбамида и сырья – 3,5:3,8;

Газофракционирующая установка.

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

Происходит разделения смеси жирного газа и нестабильного бензина на сухой газ, стабильный бензин и в зависимости от потребностей на фракции углеводородов C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> и C<sub>5</sub>.

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

Очистка газов от сероводорода производится путем абсорбирования раствором моноэтаноламина (МЭА). Регенерация растворов осуществляется в отгонных колоннах диаметром 3200 мм. Массовая доля МЭА в растворе 8 – 12 %.

Установка состоит из блоков:

- выделение углеводородов C<sub>3</sub> и выше из газообразного сырья конденсационно - абсорбированным методом,
- деэтанализация сырья, ректификации жидких углеводородов,
- очистки сырья и готовой продукции.

На установку поступает газ, он подается на сжатие компрессором ЦК-1, охлаждается и, после каждой ступени конденсации, разделенный в сепараторах на газ и жидкость, смешивается с головками стабилизации установок первичной перегонки, риформингов, гидрокрекинга, подается на блок ректификации.

В К-1 удаляют метан, этан (с верха колонны), деэтанализированный продукт поступает в К-2 (депропанатор), далее в К-3 (дебутанизатор), В К-4 разделяют изобутан и нормальный бутан, а остаток подается в К-5 на разделение смеси пентанов и фракции C<sub>6</sub> и выше. В К-6 происходит разделение пентана и изопентана.

Изомеризация.

Установка состоит из двух блоков - ректификации и изомеризации. Блок ректификации предназначен для выделения из смеси сырья и изомеризата товарных продуктов - изопентановой и изогексановой фракций, удаления из сырья углеводородов C<sub>4</sub> и ниже, подготовки к переработке сырья секции изомеризации - пентановой фракции. В блоке изомеризации осуществляется превращение пентана в изопентан.

Эксплуатация установок изомеризации имеет много общего с эксплуатацией установок каталитического риформинга. Большинство процессов, получивших распространение, проводят в паровой фазе и при довольно высоких температурах.

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

Установка производства битумов.

Для производства битумов применяется глубокая вакуумная перегонка мазута и окисление нефтепродуктов, в частности гудрона, воздухом при высокой температуре.

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

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

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

Стадии процесса:

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

Технологический режим установки:

- температура:

- а) сырье на выходе из змеевика печи от 260 до 270 °С;
- б) продуктов реакции на выходе из реактора от 270 до 275 °С;
- в) битума после холодильника от 170 до 200 °С.

- коэффициент рециркуляции ( по массе) - (3- 8):1.

- давление избыточное:

- а) сжатого воздуха от 0,7 до 0,8 МПа;
- б) на выходе в реактор от 0,6 до 0,7 МПа;
- в) в испарителе от 0,15 до 0,20 МПа;

г) в колонне от 0,005 до 0,3 МПа.

- расход:

а) сжатого воздуха от 35 до 120 м<sup>3</sup>/т;

б) сырья от 20 до 60 т/ч.

Установка гидрокрекинга.

Гидрокрекинг – каталитический процесс, предназначенный для получения светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива), а также сжиженных газов С<sub>3</sub>-С<sub>4</sub> при переработке под давлением водорода нефтяного сырья, имеющего молекулярную массу более высокую, чем получаемые целевые продукты. Гидрокрекинг позволяет получать широкий ассортимент нефтепродуктов практически из любого нефтяного сырья путем подбора соответствующих катализаторов и условий и является одним из наиболее эффективных и гибких процессов нефтепереработки.

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

Установка коксования.

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

Сырьем являются малосернистые атмосферные и вакуумные нефтяные остатки, сланцевая смола, тяжелые нефти из битуминозных песков, каменноугольный деготь и гильсонит. Эти виды сырья дают губчатый кокс. Для получения высококачественного игольчатого кокса используют более термически стойкое ароматизированное сырье, например смолу пиролиза, крекинг-остатки и каталитические газойли.

Основными показателями качества сырья являются плотность, коксуемость по содержанию серы. Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя. При коксовании в не обогреваемых камерах остаточного сырья выход кокса составляет 1,5—1,6 от коксуемости сырья.

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

Содержание серы в коксе почти всегда больше, чем в остаточном сырье коксования. Из остатков малосернистых нефтей получают малосернистый кокс, содержащий, как правило, до 1,5 % (масс.) серы; кокс из сернистых остатков содержит обычно 2,0— 4,5 % (масс.) серы, а из высокосернистых - более 4,0 % (масс.).

Содержание золы в коксе в значительной мере зависит от глубины обессоливания нефти перед ее перегонкой.

Установка по производству серы.

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

Продукт - элементарная сера.

Стадии процесса:

- термическое окисление сероводорода кислородом воздуха с получением серы и диоксида серы;

- взаимодействие диоксида серы с сероводородом в реакторах (конвенторах) I и II ступени, загруженных катализатором.

Процесс термического окисления протекает в основной топке, смонтированной в одном агрегате с котлом-утилизатором.

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

Установка по производству водорода.

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

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

Получение водорода ведется путем каталитической конверсии водяным паром со следующими стадиями:

- сероочистка сырья,
- каталитическая конверсия углеводородов,
- двухступенчатая конверсия окиси углерода,
- утилизация теплоты и охлаждение газа,
- отмывка до двуокиси углерода, удаление остатков окиси и двуокиси углерода.

Процесс осуществляется в трубчатых печах. Для сжигания водорода используется компрессоры поршневого типа.

## **2.4 Материальный баланс предприятия**

Руководствуясь данными научно – исследовательских институтов, материалами типовых и индивидуальных проектов технологических установок, составляем схему материальных потоков предприятия.



## 2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

В таблице 5 приведён материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Таблица 5 – Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
<b>1 Обессоливание нефти</b>			
Поступило:			
Нефть сырая	101	101	14574651,1
Получено:			
Нефть обессоленная	100	100	14430347,6
Вода и соли	1	1	144303,5
Всего:	101	101	14574651,1
<b>2 Атм.-вакуум-я перегонка</b>			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100	100	14430347,6
Получено:			
Газ и головка стабилизации	2,5	2,5	360758,7
Фракция н.к. -62°C	3,4	3,4	490631,8
62-85°C	3,6	3,6	519492,5
85-105°C	3,2	3,2	461771,1
105-140°C	5,8	5,8	836960,2
140-180°C	7,5	7,5	1082276,1
180-230°C	9,5	9,5	1370883,0
230-350°C	21,9	21,9	3160246,1
350-450°C	17,6	17,6	2539741,2
Гудрон	24,3	24,3	3506574,5
Потери	0,7	0,7	101012,4
Всего:	100	100	14430347,6
<b>3 Кат. риформинг и экстр. Ар. УВ</b>			
Поступило:			
Фракция 62-85°C	61,9	2,6	375189,0
85-105°C	38,1	1,6	230885,6
Всего:	100	4,2	606074,6
Получено:			

Продолжение таблицы 5

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Бензол	11,8	0,5	71516,8
Толуол	11,9	0,50	72122,9
Сольвент	3	0,13	18182,2
Рафинат	56	2,35	339401,8
ВСГ	5,0	0,21	30303,7
Головка обессоливания	5,0	0,21	30303,7
Газ	6,0	0,25	36364,5
Потери	1,3	0,05	7879,0
Всего:	100	4,2	606074,6
4 Кат. Риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°С	12,4	1,6	230885,6
105-140°С	45,0	5,8	836960,2
140-180°С	25,6	3,3	476201,5
Тяж. Бензин гидрокрекинга	13,4	1,72	248543,7
Бензины-отгоны гидроочистки	3,6	0,47	67870,1
Всего:	100	12,89	1860460,9
Получено:			
Катализат	83	10,70	1544182,6
ВСГ	5	0,64	93023,0
В т.ч. Водород	1,1	0,14	20465,1
Головка стабилизации	5	0,64	93023,0
Газ	6	0,77	111627,7
Потери	1	0,13	18604,6
Всего:	100	12,89	1860460,9
5 Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°С	24,71	4,2	606074,6
180-230°С	42,35	7,2	1038985,0
ВСГ	1,2	0,204	29437,9
(В т.ч. Водород)	0,3	0,051	7359,5
Всего:	101,2	11,604	1674497,5
Получено:			

Продолжение таблицы 5

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Гидроочищенный керосин	97,2	11,145	1608311,9
Бензин-отгон	1,5	0,172	24819,6
Сероводород	0,1	0,011	1654,6
Газ	2	0,229	33092,8
Потери	0,4	0,046	6618,6
Всего:	101,2	11,604	1674497,5
6 Гидроочистка дизельных фр-й			
Поступило:			
Фракция 180-230°C	8,49	2,3	331898,0
230-350°C	80,81	21,9	3160246,1
Легкий газойль коксования	10,680	2,9	417672,0
ВСГ	1,8	0,49	70391,2
(В т.ч. Водород)	0,4	0,11	15642,5
Всего:	101,7	27,58	3980207,3
Получено:			
Гидроочищенное ДТ	97,1	26,33	3800178,3
Бензин-отгон	1,1	0,30	43050,4
Сероводород	0,8	0,22	31309,4
Газ	2,3	0,62	90014,5
Потери	0,4	0,11	15654,7
Всего:	101,7	27,58	3980207,3
7 Адсорбционная депарафин. ДТ			
Поступило:			
Гидроочищенное ДТ	100	6,30	909111,9
Водород	1	0,06	9091,1
Всего:	101	6,4	918203,0
Получено:			
ДТ Зимнее	80,3	5,1	730016,9
Промежуточная фракция	9,1	0,57	82729,2
Парафин жидкий	11,2	0,71	101820,5
Потери	0,4	0,03	3636,4
Всего:	101	6,4	918203,0
8 Газофракц-е предельных газов			
Поступило:			

Продолжение таблицы 5

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Газ и головка АВТ	63,56	2,5	360758,7
Головка каталитического риформинга	21,73	0,85	123326,8
Головка гидрокрекинга	14,71	0,579	83495,1
Всего:	100	3,93	567580,6
Получено:			
Пропан	21,6	0,85	122597,4
Изобутан	16,1	0,63	91380,5
н-Бутан	33	1,30	187301,6
Изопентан	8,6	0,34	48811,9
н-Пентан	11	0,43	62433,9
Газовый бензин	1,8	0,07	10216,5
Газ	6,5	0,26	36892,7
Потери	1,4	0,06	7946,1
Всего:	100	3,93	567580,6
9 Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к. -62°C	89,2	3,4	490631,8
Пентан с ГФУ	11,4	0,43	62433,9
ВСГ	1,1	0,04	6047,8
(в т.ч. Водород)	0,2	0,008	1099,6
Всего:	101,1	3,87	559113,4
Получено:			
Изопентан	69,8	2,68	386015,0
Изогексан	26,3	1,01	145446,9
Газ	4	0,15	22121,2
Потери	1	0,04	5530,3
Всего:	101,1	3,87	559113,4
10 Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	59,6	5,3	764808,4
Фракция 350-450°C	40,4	3,6	519492,5
ПАВ	3	0,27	38529,0
Всего:	103,0	9,167	1322830,0
Получено:			

Продолжение таблицы 5

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Битумы дорожные	72,7	6,470	933686,8
Битумы строительные	26,4	2,350	339055,4
Отгон	1,3	0,116	16695,9
Газы окисления	1,6	0,142	20548,8
Потери	1,0	0,089	12843,0
Всего:	103,0	9,167	1322830,0
11 Гидрокрекинг дистиллята			
Поступило:			
Фракция 350-450°C	96,6	13	
Деасфальтизат	3,4	0,456	65802,4
Водород с водородной установки	3	0,404	58252,4
Всего:	103	13,860	2000000,0
Получено:			
Бензин легкий	2,6	0,350	50485,4
Бензин тяжелый	12,8	1,722	248543,7
Реактивное топливо	20,9	2,812	405825,2
Дизельное топливо	46	6,190	893203,9
Тяжелый газойль (выше 350°C)	7,9	1,063	153398,1
Сероводород	2,3	0,309	44660,2
Газ	5,2	0,700	100970,9
Головка стабилизации	4,3	0,579	83495,1
Потери	1	0,135	19417,5
Всего:	103	13,860	2000000
12 Коксование			
Поступило:			
Гудрон	88,6	10,0	1443034,8
Асфальт с установки деасфальтизации	11,4	0,720	103898,5
Всего:	100	10,72	1546933,3
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,6	0,9	133036,3
Бензин	13	1,394	201101,3
Легкий газойль	27	2,894	417672,0
Тяжелый газойль	24,4	2,616	377451,7
Кокс	24	2,573	371264,0

Продолжение таблицы 5

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Потери	3	0,322	46408,0
Всего:	100	10,72	1546933,3
13 Висбрекинг			
Поступило:			
Гудрон	100	3,3	476201,5
Всего:	100	3,3	476201,5
Получено:			
Газ	1,7	0,06	8095,4
Бензин	4,3	0,14	20476,7
Газоиль	9,3	0,31	44286,7
Котельное топливо	82,7	2,73	393818,6
Потери	2	0,07	9524,0
Всего:	100	3,3	476201,5
14 Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
Гудрон	100	1,2	173164,2
Всего:	100	1,2	173164,2
Получено:			
Асфальт на замедленное коксование	60	0,72	103898,5
Деасфальтизат на гидрокрекинг	38	0,456	65802,4
Потери	2	0,024	3463,3
Всего:	100	1,2	173164,2
15 Гидрокрекинг остатка			
Поступило:			
Гудрон	100	4,5	649365,6
Водород с водородной установки	3	0,14	19481,0
Всего:	103	4,635	668846,6
Получено:			
Газ	2,8	0,13	18182,2
Бензин	8,8	0,40	57144,2
Дизельное топливо	17,9	0,81	116236,4
Вакуумный газоиль	24,1	1,08	156497,1
Остаток	45	2,03	292214,5
Сероводород	2,4	0,11	15584,8

## Окончание таблицы 5

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Потери	2	0,09	12987,3
Всего:	103	4,635	668846,6
16 Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100	0,65	93209,0
Всего:	100	0,65	93209,0
Получено:			
Сера элементная	97	0,63	90412,7
Потери	3	0,019	2796,3
Всего:	100	0,65	93209,0
17 Производство водорода			
Поступило:			
Сухой газ	32,7	1,04	150553,3
Химочищенная вода (на реакцию)	67,3	2,15	309854,3
Всего:	100,0	3,19	460407,6
Получено:			
Водород технический	18,2	0,581	83794,2
Двуокись углерода	77,8	2,48	358197,1
Потери	4,0	0,13	18416,3
Всего:	100,0	3,19	460407,6

#### 2.4.2 Сводный материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

В таблице 6 представлен материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти.

Таблица 6 – Сводный материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Тысячи тонн в год
Поступило		
Нефть обессоленная	100,00	14430347,6
ПАВ на производство битума	0,27	38529,03
Вода на производство водорода	2,15	309854,34
Всего	102,4	14778730,97

Продолжение таблиц 6

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Тысячи тонн в год
Получено		
Автомобильный бензин	19,43	2804251,82
В т.ч.:		
Бензин с висбрекинга	0,14	20476,66
Бензин с ГК остатка	0,40	57144,18
Катализат риформинга	10,70	1544182,57
Рафинат от пр-ва ароматических УВ	2,35	339401,78
Изопентан	2,00	288606,95
Изогексан	1,01	145446,92
Легкий бензин гидрокрекинга	0,35	50485,44
Газовые бензины	0,07	10216,45
Бензин коксования	1,39	201101,32
Бутан	1,02	147189,55
Керосин ГО	11,15	1608311,86
Реактивное топливо	2,81	405825,24
ДТ летнее	27,60	3982568,14
В т.ч.:		
Гидроочищенное топливо	20,03	2890398,62
Легкий газоль гидрокрекинга	6,19	893203,88
ДТ с ГК остатка	0,81	116236,45
Промежуточ. фр-я депарафинизации	0,57	82729,18
ДТ зимнее	5,06	730016,85
АУВ	1,12	161821,92
В т.ч.:		
Бензол	0,50	71516,80
Толуол	0,50	72122,88
Сольвент	0,13	18182,24
Сжиженные газы	2,66	384255,99
В т.ч.:		
Пропан	0,85	122597,41
Изобутан	0,63	91380,48
Н-бутан	0,20	28860,70
Изопентан	0,98	141417,41



## Окончание таблицы 6

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Тысячи тонн в год
Жидкий парафин	0,71	101820,53
Кокс нефтяной	2,57	371263,98
Битумы дорожные и строительные	8,82	1272742,23
Котельное топливо	9,94	1434362,70
В т.ч.:		
Фракция выше 350		
Тяжелый газойль коксования	2,62	377451,72
Фракция выше 350 ГК	1,06	153398,06
Отгоны пр-ва битумов и ГО масел	0,12	16695,91
Котельное топливо с висбрекинга	2,73	393818,62
Вакуумный газойль ГК остатка	1,08	156497,12
Газойль с висбрекинга	0,31	44286,74
Остаток ГК остатка	2,03	292214,54
Сера элементная	0,63	90412,74
Топливный газ	3,0481	306808,67
Двуокись углерода	2,48	358197,1
Отходы (кокс выжиг, газы окисл.)	0,142	20548,8
Потери безвозвратные	2,03	292737,8
Потери	2,163570235	30,01172857
Всего:	100,20	10343378,35

## 2.5 Описание технологического процесса гидрокрекинга

### 2.5.1 Характеристика сырья установки гидрокрекинга

В качестве сырья на установках гидрокрекинга используют вакуумные и атмосферные газойли, газойли термического и каталитического крекинга, деасфальтизаты, мазуты, гудроны.

Пределы выкипания фракции вакуумного газойля в интервале – от 200 до 360°С, а у фракции тяжёлого газойля коксования - от 360 до 500°С.

### 2.5.2 Теоретические основы процесса

Гидрокрекинг предназначен для получения малосернистых топливных дистиллятов из различного сырья. Позволяет увеличить выход компонентов бензина, обычно за счет превращения сырья типа газойля. Качество

компонентов бензина, которое при этом достигается, недостижимо при повторном прохождении газойля через процесс крекинга, в котором он был получен.

Гидрокрекинг также позволяет превращать тяжелый газойль в легкие дистилляты (реактивное и дизельное топливо). При гидрокрекинге не образуется никакого тяжелого неперегоняющегося остатка (кокса, пека или кубового остатка), а только легко кипящие фракции.

### **2.5.3 Характеристика процесса**

Назначение процесса.

Получение широкого ассортимента ценных низкосернистых нефтепродуктов (СУГ, бензина, низкосернистого реактивного и дизельного топлив, компонентов масел, судовых и котельных топлив, сырья каталитического крекинга).

Использование гидрокрекинга в технологической схеме производства, позволяет существенно увеличить глубину переработки нефти, за счет вовлечения в переработку вакуумных дистиллятов и тяжелых нефтяных остатков (ТНО).

Гидрокрекинг является одним из наиболее гибких и экономически эффективных процессов современной нефтепереработки.

### **2.5.4 Основные химические реакции**

Преимущественно в процессе гидрокрекинга происходят реакции:

- десульфуризации;
- деазотирования;
- насыщения олефиновых углеводородов;
- насыщения ароматических углеводородов;
- реакции гидрокрекинга

Все перечисленные реакции являются экзотермическими, т.е. происходят с выделением тепла.

Десульфуризация.

Удаление серы из сырья происходит путем гидрогенизации серосодержащих соединений. Обычно в ходе реакций десульфуризации образуются парафины (нормальные, изо) и сероводород ( $H_2S$ ).

Дезазотирование.

Удаление азота из сырья происходит путем гидрогенизации серосодержащих соединений. Обычно в ходе реакций деазотирования из пиридинов и пирролов образуются парафины и аммиак, из хинолинов – ароматические углеводороды и аммиак.

Аналогично реакциям десульфуризации и деазотирования происходит удаление кислорода с образованием углеводорода и воды.

Насыщение олефиновых углеводородов.

Гидрирование олефинов одна из наиболее быстрых реакций гидрокрекинга с наибольшим тепловым эффектом.

Насыщения ароматических углеводородов.

Реакции насыщения ароматических углеводородов проходят при высоком давлении водорода. В ходе реакций гидрирования ароматики образуются нафтеновые углеводороды (циклоалканы).

Реакции гидрокрекинга.

Имеют существенное отличие от реакций крекинга в том, что продукты реакции получают насыщенными, тем самым снижается коксообразование. Нафтеновые кольца разрываются с образованием алканов, алканы с длинной цепью разрушаются с образованием двух алканов более простой структуры.

### **2.5.5 Катализаторы процесса гидрокрекинга**

Активность, селективность и стабильность являются главными целевыми параметрами при разработке катализаторов (умеренного) гидрокрекинга. Уже на производственной стадии большое значение приобретают качество и прочность катализаторов. Способность катализатора гидрокрекинга сохранять свои качества в атмосфере с высоким содержанием азота и восстанавливать их после вредного воздействия резких изменений рабочего режима имеет не меньшее значение, чем показатели активности и селективности.

Правильное сочетание цеолитов, металлов и алюмооксидного связующего имеет решающее значение для достижения всех указанных целей. Успех катализаторов гидрокрекинга зависит от способности уверенно контролировать содержание данных компонентов. Более того, именно способность обеспечивать заданный состав катализаторов гидрокрекинга позволяет поставщику создавать катализаторы с характеристиками, с высокой точностью подходящими для конкретных условий эксплуатации на установках различных конструкций, при разных конфигурациях установок, с разными видами сырья, подаваемого на установки гидрокрекинга предприятий всего мира.

Современный гидрокрекинг известный как процесс, который проводят при умеренных значениях температуры и давления с целью конверсии высококипящих фракций в продукты с менее высокими температурами кипения, внедрен в промышленность в начале шестидесятых. Гидрокрекинг как применялся, так и до сих пор применяется, в основном, для облагораживания малоценных продуктов, например, рецикловых газойлей, газойлей коксования и других не пользующихся высоким рыночным спросом тяжелых газойлей. Однако, расширение рыночного спроса на технологии, обеспечивающие более гибкое регулирование структуры выходных продуктов и более высокое их качество, требует непрерывного совершенствования технических характеристик катализаторов гидрокрекинга.

Несомненно, единственным обоснованием для строительства и эксплуатации нефтеперерабатывающего завода остается только его

способность экономично перерабатывать сырые нефти в товарные продукты. Формирование новой конкурентной среды в нефтепереработке привело, в итоге, к существенному уменьшению размеров и реорганизации малоприбыльных негибких производств.

Гибкость или маневренность действительно является отличительной чертой процесса гидрокрекинга. Именно гибкость этого процесса обусловила его быстрое распространение за последнее десятилетие. Компании, уже успевшие ввести в эксплуатацию установку гидрокрекинга, часто считают ее наиболее прибыльной производственной секцией, причем, низкая эффективность этой установки автоматически делает малоэффективной работу нефтеперерабатывающего предприятия в целом.

Эффективность установки гидрокрекинга можно повысить следующими методами:

- реконструкция оборудования с целью “выжимания” максимума возможностей из существующей установки.

- переход на оптимальную систему катализаторов с целью формирования заданной структуры выходных продуктов и повышения их качества в пределах возможностей оборудования установки.

Возможность переработки различного сырья - от бензина до мазутов - в более ценные продукты зависит не только от состава катализатора, но и от таких параметров рабочего режима, как содержание аммиака в водородсодержащем газе, содержание азотоорганических соединений в гидроочищенном сырье, конфигурация установки и т.д., от которых во многом зависят активность, селективность и стабильность катализатора.

Совершенно очевидно, что для выполнения всех текущих и грядущих требований не достаточно одного только исчерпывающего знания технологии производства катализаторов, а необходимо также уверенно разбираться во всех применяемых технологических процессах. Точное прогнозирование ожидаемого спроса на продукцию также имеет большое значение для разработки и промышленного внедрения обеспечивающих дополнительные возможности катализаторов гидрокрекинга.

Общая характеристика катализаторов крекинга обычно формируется в результате структурного сочетания активных компонентов и компонентов, отвечающих за реализацию де(гидрирующей) функции, и отражает функциональные свойства применяемых материалов. Эти функции обычно проявляют себя одновременно или последовательно в процессе переработки сырья или изменения свойств образующихся продуктов. Изменения количественного соотношения и свойств компонентов – носителей этих функций - приводят к значительным различиям показателей выхода и качества продуктов. Катализаторы с сильно выраженными крекирующими функциями и слабым гидрирующим действием характеризуются тенденцией к производству легких продуктов типа бензина, и, напротив, сочетание в катализаторе невысокой крекирующей активности с повышенной гидрирующей способностью позволяет добиться повышенного выхода средних дистиллятов.

Функция активности реализуется за счет ввода в состав, например, цеолитов, а функция (де)гидрирования определяется содержанием и/или типом металла(ов), распределенных по поверхности. Кроме двух данных основных ингредиентов, есть и третий важный ингредиент, а именно, “связующее”. Хотя связующее часто применяют лишь для повышения прочности катализатора, его свойства во многом определяют общие характеристики последнего. От связующего зависит не только распределение размеров пор, но и “идеальная дисперсия” функций активности и (де)гидрирования в объеме катализатора, т.е. изменение хода реакций и/или активности.

Катализатор гидрокрекинга является точно подобранной по составу комбинацией гидрирующих, крекирующих и связующих компонентов. Гидрирующие компоненты обычно выбирают из элементов групп VII и VIII.

Наиболее широкое применение находят такие комбинации неблагородных металлов, как CoMo, NiMo и NiW и благородные металлы Pd и Pt. В качестве крекирующих компонентов чаще всего применяют аморфные алюмосиликаты, (модифицированные) Y-цеолиты или их комбинации. Кислотность (концентрация в активных центрах, их тип и число) использованного в составе крекирующего компонента является главным, хотя и не единственным фактором, определяющим гидрокрекирующую активность и селективность катализатора. Чем больше число доступных активных центров и концентрация в них, тем активнее будет катализатор и больше нефти произведет при прочих неизменных свойствах.

Из-за конструктивных механических и эксплуатационных ограничений, присущих установкам гидрокрекинга с любой известной конфигурацией, например, прямоточной, с одним или двумя рецикловыми контурами, то конфигурация во многом определяет как состав катализатора, так и его необходимые изменения. При подборе состава катализатора и поиске путей его модификации с целью обеспечения максимальных показателей активности, селективности и стабильности, усилия можно сосредоточить на крекирующих компонентах, концентрации и способе ввода металлов или на составе катализатора гидрокрекинга в целом.

Чтобы стабильно производить многокомпонентный катализатор гидрокрекинга с оптимальными рабочими характеристиками, необходимо надежно контролировать технологический маршрут. В соответствии с одним из простейших методов приготовления катализатора гидрокрекинга, гидрирующий компонент, например, молибден в форме MoO<sub>3</sub>, совместно измельчают и смешивают с крекирующим(и) компонентом(ами) и связующим, а затем смесь подвергают экструзии. Экструдаты заданных размеров и формы сушат и часто обжигают при температуре выше 400°C. Второй металл (например, Mi) часто вводят в состав катализатора посредством пропитки раствором, содержащим такой металл, после чего производят окончательную сушку и обжиг.

Другой маршрут приготовления катализатора гидрокрекинга предусматривает смешение крекирующего(их) компонента(ов) со связующим и

последующую экструзию. Экструдаты после сушки и обжига можно пропитывать раствором, содержащим гидрирующий(е) компонент(ы), а затем снова сушить и обжигать. Пропитку можно производить в одну (совместная пропитка) или несколько (последовательная пропитка) стадий, в зависимости от искомой концентрации металлов в составе катализатора и/или от стабильности присутствующего в растворе комплексного соединения металла.

### **2.5.6 Влияние основных технологических параметров на конечные результаты процесса**

Температура.

Оптимальный интервал температур для процессов гидрокрекинга составляет 360 – 440°C, с постепенным их повышением от нижней границы к верхней по мере падения активности катализатора.

Давление.

Рабочее давление процесса гидрокрекинга составляет 14 – 18 Мпа. Чем выше давление процесса, тем медленнее дезактивируется катализатор, происходит более интенсивное насыщение не насыщенных молекул водородом, подавляются реакции уплотнения и коксообразования. При этом увеличивается расход водорода и стабильность работы катализатор.

Объемная скорость подачи сырья.

В зависимости от режима проведения процесса (мягкий, жесткий) варьируется в интервале 0,2 – 1,0 ч<sup>-1</sup>. Для повышения конверсии сырья наряду со снижением объемной скорости используется рециркуляция фракций выкипающих выше целевого продукта.

Кратность циркуляции водородсодержащего газа (ВСГ).

Для различных установок этот показатель составляет 300 – 2000 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. От кратности циркуляции ВСГ напрямую зависит парциальное давление водорода в системе оказывающее непосредственное влияние на гидрогенизацию. Чем ниже кратность циркуляции ВСГ, тем больше реакций крекинга проходит в процессе.

Следует иметь ввиду, что управление таким сложным процессом как гидрокрекинг подразумевает комплексный подход по выбору и регулированию параметров влияющих на процесс.

### **2.5.7 Технологическая схема гидрокрекинга со стационарным слоем катализатора**

Сырье – широкая смесевая фракция из парка подается сырьевыми насосами через фильтр Ф–1,2 на прием сырьевых насосов Н–1,2,3,4 и далее поступает на смешение с циркуляционным водородсодержащим газом, нагнетаемым компрессором ЦК–1.

Газосырьевая смесь нагревается сначала в теплообменниках Т–1,2,3,4 за счет тепла газопродуктовой смеси, затем догревается в печи П–1 до

температуры 379-410 °С и далее с давлением 55,5 кгс/см<sup>2</sup> поступает в два последовательно соединенных реактора Р-1,2.

Реактор Р-1 работает в режиме гидроочистки, где на катализаторе происходит предварительная очистка вакуумного газойля от гетероатомных примесей, далее гидроочищенное сырье поступает в реактор Р-2, где проходят реакции гидрокрекинга.

В реакторы Р-1,2 предусмотрена подача холодного ВСГ для снятия излишек тепла. В реактор Р-1 ВСГ подается в случае перегрева газосырьевой смеси в печи П-1. В реактор Р-2 ВСГ подается постоянно для снятия чрезмерного перегрева ГСС в реакторе Р-1 вследствие высокой экзотермичности процесса мягкого гидрокрекинга. Расчетный температурный профиль в реакторах Р-1,2 составляет:

- в начале цикла реакции на входе в реактор Р-1 – 379 °С, на выходе из реактора Р-1 – 400 °С, на входе в реактор Р – 2 – 387 °С, на выходе из реактора Р-2 – 407 °С;

- в конце цикла реакции на входе в реактор Р-1 – 409 °С, на выходе из реактора Р-1 – 425 °С, на входе в реактор Р-2 – 410 °С, на выходе из реактора Р-2 – 425 °С.

Условием окончания цикла считается достижение температуры на выходе из обоих реакторов максимально допустимого уровня – 425 °С.

Газопродуктовая смесь из реактора Р-2 отдает тепло на нагрев газосырьевой смеси в теплообменниках Т-4,3,2,1, охлаждается в воздушном холодильнике Х-1, водяном холодильнике Х – 2 и при температуре 40 °С и давлении 47,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в сепаратор С-1, где разделяется на водородсодержащий газ и нестабильный гидрогенизат.

Для отмывки аммонийных солей перед воздушным холодильником Х-1 предусмотрена подача химочищенной воды в газопродуктовую смесь.

Химочищенная вода из заводского коллектора поступает в емкость Е-4, а затем насосом Н-5,6 подается на смешение с газопродуктовой смесью в акустический смеситель СМ-1. вывод сероводородной воды осуществляется из отстойника сепаратора С-1 за границу установки на узел отпарки кислых стоков. Во избежание контакта конденсата с кислородом воздуха в емкости Е-4 поддерживается давление подачей азота.

Водородсодержащий газ из сепаратора С-1 направляется в абсорбер К-2 на очистку от сероводорода 15%-ным раствором моноэтаноламина. Очищенный ВСГ через сепаратор С-3 возвращается на прием циркуляционного компрессора ЦК-1. С нагнетания компрессора ВСГ с давлением 60 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 70 °С поступает к узлу смешения.

Для поддержания необходимой концентрации водорода в циркулирующем газе перед сепаратором С-3 подается свежий водородсодержащий газ от дожимных компрессоров ПК-1,2.

Давление в реакторном блоке поддерживается отдувкой части очищенного циркуляционного водородсодержащего газа в линию сухого газа.

Нестабильный гидрогенизат из сепаратора С–1 нагревается теплом фракции 160-320 °С в теплообменнике Т–5, теплом циркуляционного орошения в теплообменнике Т–6, теплом фракции 320-360 °С в теплообменнике Т–7, теплом фракции >360 °С последовательно в теплообменниках Т -8,9,10,11, догревается в печи П–2 и с температурой 365 °С поступает во фракционер К–1.

Во фракционаторе К–1 происходит отпарка из нестабильного гидрогенизата растворенных газов и легких углеводородов (НК – 160 °С) и разделение на фракции 160-320 °С, 320-360 °С и >360 °С.

Фракция легких углеводородов выводится с верха колонны и направляется в колонну отдува от сероводорода.

Фракция 160-320 °С и 320-360 °С выводятся боковыми погонями колонны, тяжелая фракция >360 °С выводится из куба колонны.

Для снижения парциального давления паров тяжелых углеводородов в низ фракционатора подается водяной пар.

Режим работы фракционатора представлен ниже.

Давление в нижней части - 2,5 кгс/см<sup>2</sup>;

Температура:

- верха - 125 °С;

- питания - 365 °С;

- на тарелке отбора фракции 320-360°С – 341 °С;

- на тарелке отбора циркуляционного орошения и фракции 160-320°С – 240 °С;

- низа - 346 °С;

- перегретого пара - 370 °С.

Для снятия избыточного тепла во фракционаторе предусмотрено циркуляционного орошение.

Легкие углеводороды и водяной пар из верхней части колонны конденсируются и охлаждаются в воздушном и водяном конденсаторах-холодильниках ХК–1,2,3 и Т–12 соответственно и при температуре 40 °С поступают в сепаратор бензина С–2.

Для уменьшения скорости коррозии конденсационного оборудования (воздушных и водяных холодильников) и трубопроводов перед воздушными холодильниками ХК–1,2,3 в поток вводится раствор ингибитора коррозии.

Подача раствора ингибитора коррозии осуществляется дозировочным насосом Н–7.

В сепараторе газожидкостная смесь разделяется на углеводородный газ и легкие углеводороды – бензиновую фракцию НК – 160 °С.

Углеводородный газ фракционатора из сепаратора бензина С–2 смешивается с неочищенным водородсодержащим газом из колонны отдува сероводорода К–5 и направляется в абсорбер очистки углеводородного газа К–4 на очистку от сероводорода 15%-ным раствором МЭА.

Очищенный углеводородный газ поступает в качестве топливного газа к горелкам печи каталитического риформинга.



Бензин из сепаратора бензина С-2 забирается насосом Н-8,9 и подается во фракционер К-1 в качестве орошения, а балансовое количество направляется в колонну отдува от сероводорода К-8 для отдува сероводорода водородсодержащим газом со щита сдува.

Очищенный бензин насосом Н-10 выводится в линию сырья установки пиролиза, или в линию некондиции, или в линию прямогонного керосина.

Для отстоя от воды предусмотрена возможность подачи бензина с нагнетания насоса Н-10 в сепаратор ЭР-1, после чего бензин поступает в линию сырья установки пиролиза, а вода по мере накопления сбрасывается в промканализацию.

Отстоявшийся конденсат водяного пара, насыщенный сероводородом, из сепаратора С – 2 насосом Н – 11, 12 откачивается в узел отпарки кислых вод.

Фракция 160-320 °С с 22-ой тарелки фракционера К – 1 выводится в колонну стриппинга К – 1/1. Под нижнюю тарелку стриппинга подается водяной пар.

Пары из стриппинга К-1/1 возвращаются во фракционер К-1, а фракция 160-320 °С насосом Н-13,14 подается в теплообменник Т-5, где отдает свое тепло на нагрев нестабильного гидрогенизата, охлаждается в воздушном холодильнике Х –3 и с температурой 45 °С выводится с установки.

Циркуляционное орошение – фракция 160-320 °С, с 22-ой тарелки фракционера К-1 насосом Н-15,16 подается в теплообменник Т-6 на нагрев нестабильного гидрогенизата, доохлаждается в одной секции воздушного холодильника Х-4 и возвращается во фракционер на 24-ую тарелку.

Фракция 320-360 °С с 16-й тарелки фракционера К-1 выводится в колонну стриппинга К-1/1.

Пары из К-1/1 возвращаются во фракционер К-1 под 17-ую тарелку, а фракция 320-360°С насосом Н-17,18 направляется в теплообменник Т – 7, где отдает тепло на нагрев нестабильного гидрогенизата и после охлаждения в воздушном холодильнике Х-5 с температурой 50 °С выводится с установки.

Остаток – фракция >360 °С из кубовой части фракционера К-1 забирается насосом Н-19,20, отдает тепло на нагрев нестабильного гидрогенизата в теплообменниках Т-8,9,10,11, охлаждается в воздушном холодильнике Х-4 и с температурой 70 °С выводится с установки.

Регенерированный раствор МЭА поступает в секцию с установки производства серы через фильтры Ф-3,4 и направляется в емкость Е-1, откуда насосами Н-21,22 и Н-23,24 подается в колонны К-2 и К-4 соответственно.

Насыщенный раствор МЭА из К-2 и К-4 поступает в сепаратор С-4 для выделения из него газа и бензина. Затем насыщенный раствор МЭА из С-4 поступает для более глубокого отстоя в сепаратор С-5. Бензин из С-4 и С-5 выводится в дренажный коллектор. Раствор МЭА из С-5 выводится на установку производства серы.

В сепаратор С-4 для поддержания давления направляется водородсодержащий газ со щита сдува.

## **2.5.8 Характеристика продуктов процесса и их применение**

Продуктами гидрокрекинга являются автомобильные бензины, реактивное и дизельное топливо, сырье для нефтехимического синтеза и СУГ (из бензиновых фракций).

Гидрокрекинг позволяет увеличить выход компонентов бензина, обычно за счет превращения сырья типа газойля. Качество компонентов бензина, которое при этом достигается, недостижимо при повторном прохождении газойля через процесс крекинга, в котором он был получен. Гидрокрекинг также позволяет превращать тяжелый газойль в легкие дистилляты (реактивное и дизельное топливо). При гидрокрекинге не образуется никакого тяжелого неперегоняющегося остатка (кокса, пека или кубового остатка), а только легко кипящие фракции.

Продукты гидрокрекинга - это 2 основные фракции, которые используются как компоненты бензина.

Тяжелый продукт гидрокрекинга - это лигроин (нафта), содержащий много предшественников ароматики (то есть соединений, которые легко превращаются в ароматику). Этот продукт часто направляют на установку риформинга для облагораживания.

Керосиновые фракции являются хорошим реактивным топливом или сырьем для дистиллятного (дизельного) топлива, поскольку они содержат мало ароматики (в результате насыщения двойных связей водородом).

## **2.6 Выбор основного оборудования**

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

В этом подразделе проводится подробный технологический расчет аппаратов и оборудования установки. Т.к. на установке имеется большое число однотипных аппаратов и оборудования (теплообменники, насосы, емкости и др.) в тексте расчетно-пояснительной записки производятся расчеты аппарата или оборудования, результаты же расчетов остальных приводятся в виде таблиц, в которых приводятся их основные характеристики: поверхности теплопередачи, основные размеры, производительности, мощности электрооборудования и т.п.

Основными аппаратами установок гидрокрекинга являются реакторы, печи, стабилизационные колонны, теплообменные аппараты, сепараторы и емкости.

Ниже производится расчет следующих аппаратов :

- реактор гидрокрекинга;
- сепаратор

где  $h_{оп} = 1,5$  м - высота опорной части.

## **4 Строительные решения**

### **4.1 Выбор района строительства**

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

Наиболее подходящим местом для строительства является площадка в г. Тамбов, Тамбовская область, что определено следующими соображениями.

Тамбов тесно связан со всеми городами и районами области. Центры наиболее удаленных районов находятся от Тамбова не более чем в 120 км. Город находится в окружении важных экономических регионов – Поволжья, Центра и Северного Кавказа.

Город Тамбов имеет развитую транспортную инфраструктуру, представленную разветвленной сетью дорог. Транспортная инфраструктура региона представлена тремя видами транспорта: автомобильным, железнодорожным и воздушным. Транспортный комплекс обеспечивает единство экономического пространства, свободное перемещение грузов и услуг, передвижение граждан. Через Тамбов проходит крупная автомагистраль федерального значения Москва-Астрахань.

В городе находится одна из старейших в России грузопассажирских железнодорожных станций Юго-Восточной железной дороги. Юго-Восточная железная дорога занимает центральное положение по сети железных дорог и связывает восточные районы и Урал с Центром, а также районы Севера, Северо-Запада и Центра с Северным Кавказом, Украиной и государствами Закавказья.

Дорога граничит девятнадцатью стыками с соседними дорогами: Московской, Куйбышевской, Приволжской, Северо-Кавказской железной дорогой, дорогами Украины.

По Тамбовской области проходят железнодорожные магистрали Федерального значения:

- на Мичуринском направлении Юго-Восточной железной дороги: Москва – Саратов – Алма-Ата;
- на Моршанском направлении Куйбышевской железной дороги: Москва – Ташкент.

А также ряд дорог, имеющих региональное значение: Тамбов – Новороссийск, Астрахань – Мурманск, Астрахань – Москва, Саратов – Санкт-Петербург, Москва – Пенза.

Кроме того, имеется местная линия пригородного сообщения по направлению Тамбов – Инжавино – Кирсанов – Умет.

Так же город связан регулярным воздушным сообщением со столицей страны – городом Москва. Аэропорт «Тамбов», гражданский аэропорт города Тамбов, расположен в 10 км. к северо-востоку от центра города.

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

Объемно-планировочные и конструктивные строительные решения зданий и сооружений разработаны в соответствии с требованиями нормативных документов, архитектурно-планировочного задания и технических условий.

Блокировка производственных и вспомогательных зданий и сооружений выполнена с учетом требований технологии производства, санитарно-гигиенических и противопожарных норм, а также в увязке с построенными сооружениями по ранее выданному проекту по первому пусковому комплексу.

Основное технологическое оборудование располагается на открытых площадках, имеющих твердое покрытие с ограждением бортиком из бордюрного камня или бетонных блоков с уклоном покрытия площадок к трапам. Размещение оборудования, для которого необходима положительная температура и защита от атмосферных воздействий, предусмотрено в зданиях. Технологические насосные располагаются под навесами.

Здания принимаются двух вариантов:

- капитальные, с кирпичными несущими стенами и железобетонными конструкциями;
- легкие, с несущим металлическим каркасом арочного типа и ограждающими конструкциями «сэндвич».

Фундаменты под здания и оборудование приняты свайными с монолитными железобетонными ростверками или со стальными оголовками, из буронабивных свай (вблизи существующих сооружений) и из сборных бетонных блоков по монолитной железобетонной плите.

Фундаменты под резервуары приняты двух типов:

- на естественном основании с устройством монолитного железобетонные кольца под стенку резервуара на песчаной и грунтовой подушках. Высота подушек принята в соответствии с характеристикой и мощностью грунтов для каждого резервуара;
- на свайном основании с укладкой сборных железобетонных плит по металлическим ростверкам из прокатных профилей, установленных на стальные оголовки свай. Высота фундаментов принята не менее 1.5 м от уровня земли для обеспечения естественного проветривания.

Строительство железнодорожных наливных эстакад:

- односторонняя ж.д. эстакада налива светлых нефтепродуктов с устройством второго наливного фронта. Для эвакуации через эстакаду предусматривается переходной мост;

- эстакада налива нефти и темных нефтепродуктов строится с дополнительными фундаментами под оборудование и крепление для трубопроводов.

Площадки обслуживания ж.д. эстакад приняты из стальных прокатных профилей и элементов по серии 1.450.3-7.94 на свайных фундаментах. Несущие конструкции оштукатуриваются по сетке для обеспечения требуемой степени огнестойкости по аналогии с ранее выпущенным проектом.

Проектом предусматривается расширение ряда существующих зданий и сооружений:

- блок очистки промстоков;
- лаборатория;
- операторная, МСС и РУ с КТП;
- резервуар-отстойник  $V=400$  м<sup>3</sup>;
- насосная нефти.

Реконструкция существующих зданий и сооружений предусматривается по следующим позициям:

- насосная светлых нефтепродуктов;
- насосная станция пожаротушения;
- административно-бытовой корпус;
- навес для хранения оборудования с мастерской.

Для сооружения инженерных сетей принята совмещенная надземная прокладка трубопроводов и кабельных трасс по отдельным несгораемым опорам и стойкам. Стойки и траверсы приняты из стальных прокатных профилей. Фундаменты приняты свайными с металлическими оголовками из труб. Над узлами задвижек проектом предусматривается устройство навесов с грузоподъемным оборудованием.

## **5 Генеральный план**

Располагаться завод будет в городе Тамбов расположен на реке Цна (бассейн Оки), в 460 км к юго-востоку от Москвы.

Климат умеренно-континентальный, в нём хорошо выражены все времена года. Средняя температура самого холодного месяца (февраля) составляет около  $-8$  °С, самого тёплого (июля) — около  $+21$  °С. Летом достаточное длинное, жаркое, температура воздуха часто колеблется в районе  $+30$  °С. Летом 2010 года температура по Тамбовской области местами приближалась к отметке  $+45$  °С и выше. Весна короткая, но зима может затянуться до конца марта. Обычно в конце апреля - начале мая температура уже достигает летних значений. Осень обычно мягкая, с постепенным понижением температуры. В сентябре преобладает летняя и сухая погода. Зима умеренно холодная, наступает в декабре, когда установится устойчивый снежный покров. В зависимости от направления ветра это наступает в середине ноября - конце декабря. Часто случаются затяжные оттепели с дождями и полным сходом снежного покрова. Но также бывают и сильные морозы. Годовое количество

осадков колеблется от 400 до 650 мм (в среднем 555 мм), более половины их (около 270 мм) выпадает в тёплый период года. В районе города преобладают ветры южных, юго-западных и частично северо-западных направлений.

НПЗ является источником загрязнения атмосферного воздуха, поэтому при размещении завода относительно жилой застройки учитываем преобладающее направление ветра. В городе преобладают ветра северного и южного направления. Направление преобладающих ветров за 2016 год принимаем по розе ветров, которая построена по данным метеослужбы Тамбовской области.

В таблице 17 представлено направление ветра города Тамбов за январь и июль.

Таблица 17 – Направление ветра в городе Тамбов

В январе, %							В июле, %								
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
10	5	8	21	20	15	10	11	16	9	9	13	9	12	15	17

График направления ветра представлен на рисунке 2.

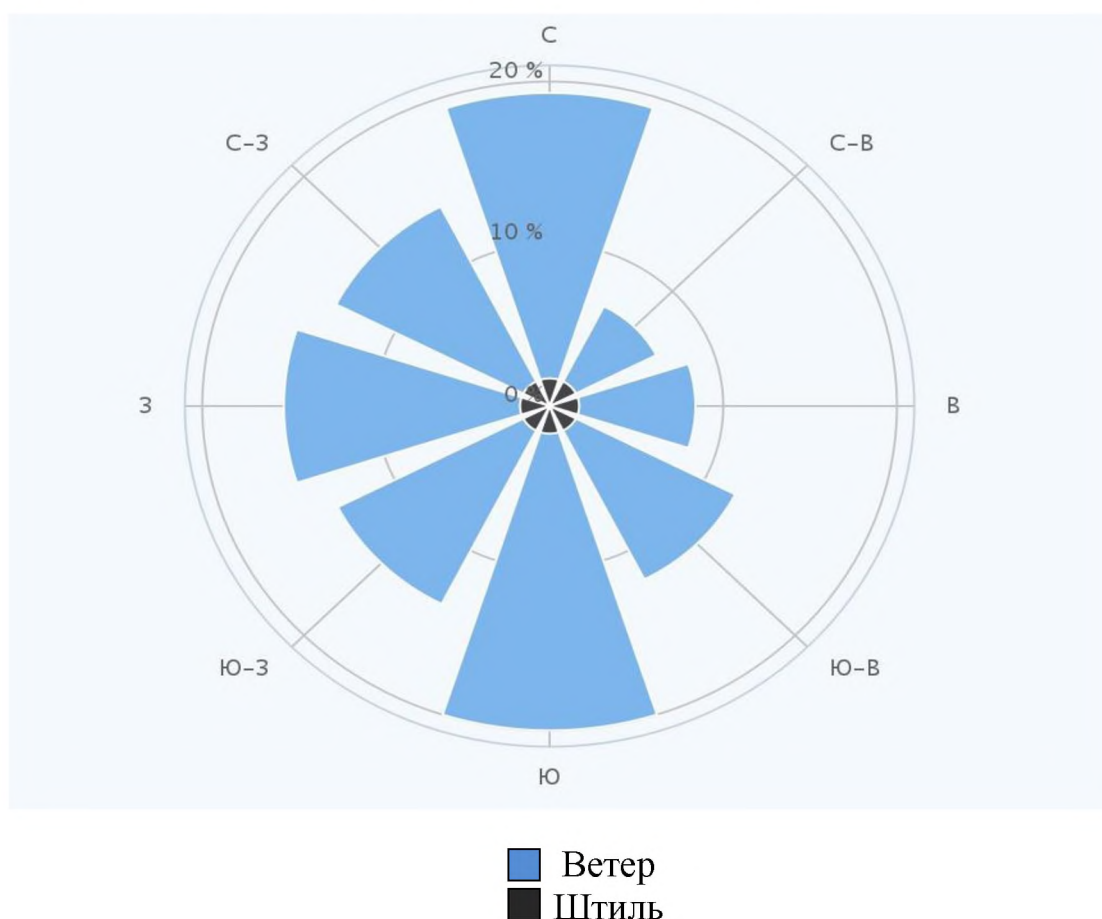


Рисунок 2 – График направления ветра в городе Тамбов

## **5.1 Размещение установки на генеральном плане**

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

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

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

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

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

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

В складской зоне находятся склады оборудования, реагентное хозяйство.

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

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

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

## **5.2 Присоединение установки к инженерным сетям**

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

запроектированы по минимально допустимым расстояниям с учетом условий монтажа и ремонта сетей, требований .

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

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

### **5.3 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки**

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

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

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

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

### **5.4 Транспорт**

При разработке проекта генерального плана промышленной площадки проработаны вопросы внешнего и внутреннего транспорта. Внешним транспортом НПЗ являются железные и автомобильные дороги, связывающие предприятие с путями сообщения общего пользования; к внутреннему

транспорту относятся транспортные устройства, расположенные на территории завода.



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

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

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

Производственные дороги служат для связи установок, цехов, складов и других объектов предприятия между собой и магистральными дорогами. По этим дорогам перевозят строительные грузы. Проезды и подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных машин.

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

## **5.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки**

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

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

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

Основным элементом озеленения предприятия является газон.

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

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

## **6 Безопасная эксплуатация производства**

### **6.1 Характеристика опасностей производства**

Производство товарных топлив на комбинированной установке гидрокрекинга является пожаро- и взрывоопасным.

Опасность данного производства обусловлена химизмом процесса гидрокрекинга и гидроочистки, параметрами проведения технологического процесса, свойствами, обращающихся веществ на установке, и особенностями применяемого оборудования и агрегатов.

Процессы гидрокрекинга и гидроочистки проводятся при высоких температурах до 430°C и давлении до 200 кг/см<sup>2</sup> (изб.).

Гидрокрекинг протекает с выделением тепла, теплосъем которого управляем в процессе нормальной работы установки.

В случае повышения температуры по слоям катализатора в реакторе выше регламентированного значения может начаться неуправляемая химическая реакция, которая может привести к физическому повреждению реактора, его узлов, к утечке газа, в присутствии источника воспламенения ведущей к пожару или взрыву на установке.

Практически все вещества, перерабатываемые и получаемые на установке, являются токсичными, а также пожаро- и взрывоопасными: водород, углеводородные газы, сероводород, нефтепродукты в парах и жидкости.

Большая мощность установки по сырью подразумевает соответствующие объемы токсичных, а также пожаро- и взрывоопасных веществ, обращающихся на установке.

Учитывая параметры проведения технологического процесса и свойства обращающихся на установке веществ, применяемое оборудование должно обеспечивать герметичность и надежность.

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 концентраций 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 огневым нагревом;
- повышенный уровень шума;
- возможность образования пиррофорных 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.

Наиболее опасными местами комбинированной установки являются:

- компрессорная;
- насосные;
- реакторный блок;
- блок печей;
- блок парового риформинга;
- блоки фракционирования продуктов гидрокрекинга и гидроочистки;
- блок стабилизации нефти;
- блоки очистки отходящего газа от сероводорода, КЦА;
- места отбора проб для лабораторных анализов, помещение анализаторной;

- все прямки и колодцы промканализации и оборотного водоснабжения, где возможны скопления углеводородных газов;
- оборудование, вскрытое для ремонта.

## **6.2 Возможные инциденты, аварийные ситуации, способы их предупреждения и устранения**

Порядок действий в аварийных ситуациях.

В процессе нормальной эксплуатации установки возможно возникновение аварийных ситуаций. Причиной таких ситуаций могут стать отказ оборудования или ошибка персонала. Своевременное и точное применение на практике основных принципов и положений проверенных инструкций по действиям в аварийных ситуациях позволяет свести к минимуму или исключить травматизм персонала и материальный ущерб.

Действия по ликвидации аварийных ситуаций позволяют предотвратить:

- грозы здоровью и жизни персонала;
- повреждение оборудования;
- закоксовывание печи;
- сверхнормативное закоксовывание и/или загрязнение катализатора;

Поскольку наиболее важным фактором является обеспечение безопасности персонала, в первую очередь должны приниматься решения, которые сделают установку безопасной и исключат дальнейшее развитие аварийной ситуации. Обладая необходимым опытом и знаниями, можно обезопасить установку в аварийных ситуациях. Наиболее частыми мерами по стабилизации и устранению аварийной ситуации являются:

- гашение пламени на всех горелках печи, кроме запальных. Полное гашение пламени при наличии открытого огня или выбросе газа;
- контроль за температурами в реакторах;
- сброс давления в контуре реактора до безопасного уровня;
- установление требуемой подачи подпиточного водорода или прекращение его подачи, в зависимости от ситуации;
- контроль за уровнем жидкости в сепараторах;

При возникновении аварийной ситуации следует немедленно приступить к ее ликвидации. Известить персонал данной установки и других установок, которые могут быть затронуты аварийной ситуацией. По мере целесообразности и как можно скорее после аварийной ситуации записать все факты, важные для аварийной ситуации. В любой аварийной ситуации необходимо постараться определить масштаб проблемы, чтобы принять необходимые и только необходимые меры. Если необходим полный останов, его следует проводить в максимально возможном соответствии с инструкциями по останову в нормальном режиме.

Общие указания по ликвидации аварийных ситуаций.

Ниже описываются общие, исходные действия, выполнение которых необходимо для защиты катализатора и оборудования от повреждения практически в любой аварийной ситуации. Более подробные инструкции представлены дальше.

- Ограничение присутствия водорода.

Снижение подачи подпиточного водорода устраняет один из углов «теплового треугольника», сводя к минимуму один из основных источников выделения тепла. Давление в блоке будет падать, поскольку присутствующий водород будет расходоваться в реакторах. Открывание клапана аварийного сброса давления позволит еще быстрее сбросить давление в системе. Уменьшение давления в системе ведет к снижению скорости реакций гидрогенизации и, следовательно, к уменьшению количества выделившегося в реакторах тепла.

- Снижение подвода тепла к реакторам.

Чтобы уменьшить температуру на входе реакторов, гасят все горелки сырьевых печей, кроме запальных, или полностью гасят печи, открывают байпасы теплообменников сырье/отходящий поток и уменьшают подогрев сырьевого нефтепродукта, поступающего в сырьевую буферную емкость. При более низкой температуре скорость реакции и выделение тепла в катализаторе уменьшатся. Пропускание холодного нефтепродукта через реакторы также способствует отводу тепла. Снижение температур в печи значительно уменьшит риск закоксовывания труб печи.

- Поддержание расхода рециклового газа.

Поддержание потока рециклового газа способствует поддержанию потока нефтепродукта через реакторы, печи, теплообменники и трубопроводы. Длительное нахождение нефтепродукта в реакторах при высоких температурах ведет к значительному закоксовыванию и загрязнению катализатора. Рецикловый газ также отводит тепло из реакторов.

Рекомендации по действиям в ряде аварийных ситуаций, представленные в настоящем разделе, не распространяется на все возможные аварийные ситуации, однако их можно приспособить к большинству аварийных ситуаций. В любом случае необходимо принять меры по обеспечению безопасности персонала и максимальной защиты действующего оборудования, которое может пострадать в такой ситуации.

Действия в аварийной ситуации подразделяются на две последовательные группы.

- Первая группа: первоочередные действия, необходимые для вывода установки на безопасный режим. Эта группа действий требует, чтобы рабочая группа приняла первоочередные меры для сведения к минимуму возможности травм персонала, повреждения оборудования и/или порчи катализатора (выход на безопасный режим).

- Вторая группа: действия, выполняемые во вторую очередь и необходимые для перевода установки в полностью безопасное состояние. Эта группа действий дает рабочей группе достаточно времени для выполнения

необходимых действий второй очереди, которые обеспечат подготовку установки либо к полному останову, либо к пуску и возврату к нормальной работе (полностью безопасное состояние).

Будут рассмотрены следующие случаи:

- отказ компрессора рециклового газа;
- прекращение подачи подпиточного водорода;
- прекращение подачи нефтяного сырья;
- выбег температуры реактора;
- утечка газа или пожар в реакционной секции высокого давления.

## **6.3 Основные требования по пожарной безопасности производства**

### **6.3.1 Общие требования пожарной безопасности**

Пожарная безопасность установки достигается выполнением следующих мероприятий и условий, которые обязаны знать работники установки:

- место нахождения и правила пользования пожарными извещателями, телефонами, средствами пожаротушения. Уметь ими пользоваться;
- правила пожарной и газовой безопасности на нефтеперерабатывающем заводе;
- мероприятия по плану локализации аварийных ситуаций (ПЛАС);
- правила безопасного обслуживания оборудования и трубопроводов;
- технологический регламент установки и нормы технологического режима;
- схему установки с запорной арматурой разделяющей блоки.

Для обеспечения пожарной безопасности работники установки должны выполнять следующие требования:

- содержать в чистоте территорию и помещения установки. Не допускать разлива нефтепродукта. Разлитый нефтепродукт должен быть немедленно убран;
- следить за герметичностью аппаратов и трубопроводов. В случае возникновения пропуска принимать срочные меры по отключению неисправного оборудования и устранению пропуска;
- не допускать пропуска нефтепродукта через сальники запорной арматуры и торцевые уплотнения насосного оборудования. При обнаружении пропусков принимать меры по их устранению;
- не допускать эксплуатации оборудования и коммуникаций с пропитанной нефтепродуктом изоляцией;
- не допускать применения взрывоопасного и неисправного электрооборудования, электросветильников и переносных электроламп, не отвечающих требованиям ПУЭ;
- содержать в чистоте пожарные гидранты, регулярно очищать крышки от грязи, льда и снега;

- обтирочный материал хранить в металлических ящиках с крышками в пределах нормы;
- содержать в рабочем состоянии систему приточно-вытяжной вентиляции;
- имеющаяся на установке и ее периметре канализация должна быть в исправном состоянии, иметь соответствующую маркировку и нумерацию колодцев. Крышки колодцев должны иметь металлические кольца, засыпанные слоем песка не менее 10 см;
- содержать в исправном состоянии стационарные и аварийные лестницы и переходы, ограждения на обслуживаемых площадках;
- содержать в исправном состоянии устройства против растекания нефтепродуктов (бордюры);
- первичные средства пожаротушения должны быть укомплектованы согласно табелю оснащенности. Места хранения первичных средств пожаротушения на аппаратном дворе должны быть четко обозначены, подступы к ним – свободны, состояние - исправно. Использование средств пожаротушения не по назначению категорически запрещается;
- каждый работник установки несет ответственность за соблюдение правил пожарной безопасности на закрепленном участке.

Ответственность за выполнение правил и требований пожарной безопасности на установке возлагается на начальника установки.

Противопожарная защита установки.

Требования к содержанию территории, подъездам к зданиям и сооружениям.

- Территория установки должна содержаться в чистоте. Отходы производства, листья, сухая трава должны систематически убираться с территории и своевременно вывозиться. Не допускать разлива нефтепродукта, а в случае разлива это место должно быть зачищено и засыпано песком;
- По окончании ремонтных работ на установке, участки территории, где они велись, должны быть очищены от мусора, остатков стройматериалов и спланированы;
- Не допускается загромождение дорог, проездов, подъездов, подступов к зданиям и сооружениям, лестничных клеток, проходов, выходов из здания, подступов и подъездов к пожарному оборудованию.

#### **6.4 Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей**

Чрезвычайные ситуации эксплуатационного характера – взрывы, пожары, выброс токсичных веществ могут возникнуть по ряду причин:

- нарушение технологического режима по вине эксплуатационного персонала или в результате отказов в системе автоматизированного управления и регулирования технологическим процессом;

- при внезапном прекращении подачи сырья, электроэнергии, воздуха КИП и др., приводящих к перебоям в работе технологического оборудования;
- при разгерметизации технологического оборудования, арматуры, уплотнений во фланцевых соединениях трубопроводов и др.

Для предупреждения и локализации всех видов аварий на установке приняты технические решения и мероприятия по конструктивному оформлению технологического процесса, оснащение его системой контроля и автоматизации, что в значительной степени снижает вероятность развития аварий и масштабов их последствий.

Основные из них:

- все основное технологическое оборудование располагается на открытой площадке;
- технологическая система принята с минимально-возможным количеством аппаратов при обеспечении требуемого качества товарной продукции;
- во избежание образования взрывоопасных смесей с воздухом процесс герметизирован (осуществляется под избыточным давлением);
- предусматривается продувка аппаратов азотом для исключения образования взрывоопасных смесей при пуске в работу или остановке оборудования;
- применены быстродействующие отсекающие устройства, разделяющие установку на блоки;
- использована надежная запорная и регулирующая арматура;
- предусмотрены источники электроэнергии по первой категории надежности от двух независимых источников, а для потребителей особой группы – от трех независимых источников (комплекс средств АСУТП и система ПАЗ);
- технологическая система оснащена средствами контроля над технологическими параметрами и сигнализацией при их отклонении от заданных значений, средствами автоматического и дистанционного регулирования.

При нарушении технологического режима работы оборудования по любой из причин угроза выхода процесса из-под контроля и возникновение аварии блокируется системой противоаварийной защиты (ПАЗ) в работе технологического оборудования, которая включает:

- сигнализацию предупредительного значения технологического процесса;
- сигнализацию предельно-допустимого значения параметров процесса;
- отключение систем и агрегатов при достижении критических значений регламентных показателей процесса и включение противоаварийной защиты;
- контроль загазованности территории установки;
- обеспечена вентиляция здания аппаратной.



В случае аварии установка останавливается согласно Плану локализации аварийных ситуаций, аппаратура освобождается от продуктов и откачивается в парки завода или в не кондицию.

Для постоянного контроля загазованности на территории установки установлены датчики сигнализаторов до взрывных концентраций СВК с выводом сигнала о загазованности в операторную установки и передачей дежурной службе ГСС.

При расстановке датчиков СВК принимается во внимание расположение технологического оборудования, высотные отметки расположения оборудования и устанавливаемых датчиков, способность компонентов и их смесей образовывать взрывоопасные воздушно-газовые облака в застойных зонах.

Сигнал о срабатывании датчиков СВК, установленных на открытой площадке, поступает:

- в операторную – световой и звуковой;
- на открытую площадку – звуковой.

## **6.5 Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производства**

### **6.5.1 Способ обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях**

При обнаружении течи нефтепродуктов, разлива их, утечки газов во фланцевые соединения, превышения давления в системе немедленно принимаются меры к их устранению.

Газообразные продукты при остановке блоков направляются в закрытую факельную систему аварийных сбросов (факельный сепаратор *V-3007*).

Для локализации случайных и аварийных проливов жидких продуктов предусмотрено ограждение бетонных площадок и перекрытий постаментов с емкостным оборудованием бортиком высотой не менее 150 мм.

Незначительные разливы нефтепродуктов засыпаются песком. Большие скопления нефтепродукта откачиваются передвижным насосом, затем место разлива засыпается песком, который собирается в металлический контейнер и вывозится на полигон предприятия для захоронения. Поверхность покрытия смывается водой или пропаривается.

### **6.5.2 Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем**

На установке применяются различные виды оборудования: емкостное, теплообменное, печное и др.

Наибольшую опасность представляет превышение параметров процесса сверх допустимых значений, при этом возможны разгерметизация аппаратуры, трубопроводов, змеевика печей с последующими взрывами и возгораниями.

Коррозионный, механический износ, повреждения технологического оборудования и трубопроводов также могут привести к разгерметизации оборудования.

Для исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ на установке предусмотрено:

- материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем интервале давлений и температур в соответствии с установленными правилами и нормами проектирования;

- расчетное давление всех аппаратов принято с учетом необходимого превышения его над рабочим давлением;

- технологическое оборудование защищено от превышения давления системой предохранительных клапанов, защищающих отдельные аппараты, трубопроводы или группы аппаратов, со сбросом газов и паров на сжигание на факел или на свечу. Установочные давления предохранительных клапанов приняты равными расчетному давлению аппаратов с учетом противодействия в системе, в которую направлен сброс от предохранительных клапанов. В местах, где противодействие значительно меняется, в процессе работы применены сильфонные предохранительные клапаны - установочные давления которых не зависят от противодействия.

- трубопроводы, где возможна высокотемпературная сероводородная коррозия, изготовлены из хромистых сталей;

- применено взрывозащищенное электрооборудование в соответствии с категорией и группой взрывоопасной смеси перерабатываемых продуктов;

- непрерывно работающие насосы имеют 100% резерв для обеспечения непрерывности и надежности процесса;

- контроль за механическим и коррозионным износом осуществляется со стороны службы защиты от коррозии с диагностикой состояния оборудования;

- всё примененное на установке оборудование имеет разрешение Госгортехнадзора России на применение на опасных производственных объектах;

- для предотвращения выхода параметров процесса за допустимые значения установка оснащена автоматизированной системой управления с дублированными контролерами и системой противоаварийной защиты, предусматривающей отключение систем и агрегатов при достижении предельно-допустимых значений регламентных показателей процесса и включение противоаварийной защиты (отключение подачи сырья на установку, включение противопожарной защиты печей и т.д.).

Хранение и складирование сырья, полуфабрикатов и готовой продукции на установке не предусмотрено.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, руководствуясь материалами типовых, повторно применяемых и индивидуальных проектов технологических установок, данными научно – исследовательских институтов, а также анализируя свойства Подгорненской нефти (скважина №111), был разработан проект установки гидрокрекинга, производительностью 2 млн. тонн в год.

В процессе расчета был составлен материальный баланс предприятия, в котором увязываются между собой выбранные установки. Также составлена схема материальных потоков, в результате чего было определено количество и качество отдельных компонентов товарной продукции. Представлена технологическая схема установки гидрокрекинга, рассчитано и подобрано основное технологическое оборудование (реактор и сепаратор).

Установка гидрокрекинга относится к установкам, на которых применяют вторичные процессы переработки нефти. Наиболее рациональное использование данной установки достигается при переработках нефтей с большим выходом средних и тяжелых фракций, так как процесс гидрокрекинга позволяет получать дополнительные количества светлых нефтепродуктов, в частности дизельного топлива. Введение установки в эксплуатацию на НПЗ позволяет значительно увеличить глубину переработки нефтяного сырья до 97-99%, а также позволяет производить топливо стандарта Евро-5.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВСГ – водородсодержащий газ  
ГК – гидрокрекинг  
ГО – гидроочистка  
ГСС – газосырьевая смесь  
ГФУ – газофракционирующая установка  
ДТ – дизельное топливо  
МЭА – моноэтаноламин  
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод  
ТНО – тяжёлый нефтяной остаток  
УВ – углеводороды  
ЦВСГ – циркулирующий водородсодержащий газ

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Макаревич, В.А. Строительное проектирование химических предприятий: учебник / В.А. Макаревич. - Москва: Высшая школа, 1977. - 208 с.
- 2 Кузнецов, А. А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие/ А.А. Кузнецов, Е.Н. Судаков. - Москва: Химия, 1983.-224 с.
- 3 Берлинов, М.В. Основания и фундаменты: учебник для вузов/ М.В. Берлинов. 3-е изд. Москва: Высшая школа, 1999. - 319 с.
- 4 Каминский, Э.Ф. Глубокая переработка нефти. Технологические и экологические аспекты: учеб.пособие для вузов/ Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. - Москва: Техника, 2001.-384 с.
- 5 Технологические расчеты установок переработки нефти: учеб. пособие для вузов / М.А. Танатаров[и др.]. - Москва: Химия, 1987.-352 с.
- 6 Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учеб.пособие для вузов/ Р.Т. Эмирджанов., Р.А. Лемберанский. - Москва: Химия, 1989.-192 с.
- 7 Поляков, Б.В. Разработка поточной технологической схемы и материального баланса НПЗ и НХЗ на базе нефтей Восточной Сибири: учебное пособие по курсовому проектированию /Б.В, Поляков. - Красноярск: СибГТУ, 2003.-55 с.
8. Зингель, Т.Г. Системы управления химико-технологическими процессами. Функциональные схемы автоматизации: учебное пособие для практических занятий, курсового и дипломного проектирования для студентов химико-технологических специальностей всех форм обучения/ Т.Г. Зингель. – Красноярск: СибГТУ, 2004. – 212 с.
- 9 Мановян, А.К. Технология переработки природных энергоносителей: учебное пособие /А.К. Мановян.- Москва: Химия, КолосС,2004.-456с.
- 10 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии: учебник для вузов/А.Г. Касаткин- 11-е изд., стереотипное и дораб., перепеч.- Москва: ООО ТИД «Альянс»,2005 .-753 с.
- 11 Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. пособие для вузов/ К.Ф. Павлов, П.Г. Романков, А.А. Носков. - Москва: ООО ИД «Альянс»,2006 .-576 с.
- 12 Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию/ Ю. И. Дытнерский[и др.]; под ред. Ю.И. Дытнерского - 3-е изд., стереотипное.- Москва: ООО ИД «Альянс»,2008.-469 с.
- 13 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера: Учеб.пособие/В.А. Акимов, Ю.Л. Воробьев, М.И. Фалеев и др. - Москва: Абрис, 2012. - 592 с.: ил.
- 14 Безопасность в чрезвычайных ситуациях: Учебник для студ. высш. учеб.заведений/Борис Степанович Мастрюков. – 2-е изд., стер. – Москва: Издательский центр «Академия», 2003. – 336с.

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

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

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

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

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

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

21 Зингель, Т.Г. Системы управления химико-технологическими процессами: метод.указания к выполнению курсовых работ и разделов в дипломных проектах для студентов химико-технологических специальностей всех форм обучения/Т.Г. Зингель. – Красноярск: СибГТУ., 2006. - 40 с.

22 Технологический регламент установки комплекса гидрокрекинга и гидроочистки с Ачинского НПЗ. Книга 1. Комбинированная установка гидрокрекинга. Секция 300. – 2011.