

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

Институт нефти и газа
Кафедра химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В. П. Твердохлебов
подпись
«22» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 Химическая технология

Проект установки каталитического крекинга НПЗ производительностью
1200 тыс. тонн в год

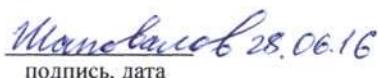
Руководитель


подпись, дата

доцент, к.х.н.

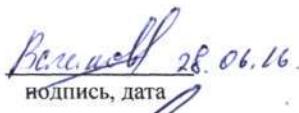
Ф. А. Бурюкин

Выпускник


подпись, дата

П.Л. Шаповалов

Консультант


подпись, дата

доцент, к.х.н.

Р. А. Ваганов

Нормоконтролер


подпись, дата

доцент, к.х.н.

Ф. А. Бурюкин

Красноярск 2016

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

Институт нефти и газа
Кафедра химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В. П. Твердохлебов
подпись
«10» июль 2016 г.

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

Студенту Шаповалову Павлу Леонидовичу

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

Тема выпускной квалификационной работы: Проект установки каталитического крекинга НПЗ производительностью 1200 тыс. тонн в год

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

Руководитель ВКР Ф. А. Бурюкин, к.х.н., доцент кафедры ХТПЭиУМ

Исходные данные для ВКР Данные по физико-химическим свойствам Новозапрудненской нефти, производительность установки каталитического крекинга, учебная литература, методические пособия, статьи

Перечень разделов ВКР Реферат. Введение. 1 Технико-экономическое обоснование. 2 Технологические решения. 3 Составление материальных балансов. 4 Характеристика установок по переработке нефти 5 Описание технологического процесса каталитического крекинга. 6 Расчет ректорно-регенераторного блока установки каталитического крекинга. 7 Строительные решения. 8 Генеральный план и транспорт. 9 Безопасность и экологичность проекта. Заключение.

Перечень графического материала 1 Генеральный план нефтеперерабатывающего завода. 2 Схема материальных потоков нефтеперерабатывающего завода. 3 Технологическая схема установки каталитического крекинга. 4 Реактор каталитического крекинга.

Руководитель ВКР

Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению

П. Л. Шаповалов

« 10 » мая 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект установки каталитического крекинга НПЗ производительностью 1200 тысяч тонн в год» содержит 96 страниц текстового документа, 16 использованных источников, 4 листа графического материала.

НЕФТЬ, НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, КАТАЛИЗАТОР, КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ, ЛИФТ-РЕКТОР, РЕГЕНЕРАТОР, ТЕПЛООБМЕННИК.

Объект проекта – установка каталитического крекинга.

Целью дипломного проекта является выбор и обоснование рациональной схемы переработки нефти на основе ее физико-химических свойств, расчет материального баланса предприятия; выбор и обоснование площадки строительства проектируемого предприятия; расчет основного оборудования установки каталитического крекинга.

В результате проделанной работы была разработана поточная схема нефтеперерабатывающего завода, разработан его генеральный план, технологическая схема процесса каталитического крекинга, материальный расчёт производства, произведен расчёт и подбор основного и вспомогательного технологического оборудования, расчёт реактора и регенератора установки каталитического крекинга.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Технико-экономическое обоснование	6
2 Технологические решения	6
2.1 Характеристика исходной нефти	6
2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти	10
3 Составление материальных балансов	12
3.1 Материальный баланс производства.....	12
3.2 Сводный материальный баланс	18
4 Характеристика установок по переработке нефти	19
4.1 Установка обессоливания и обезвоживания нефти.....	19
4.2 Установка атмосферно-вакуумной перегонки	20
4.3 Установка каталитического риформинга	21
4.4 Установка гидроочистки топлив	21
4.5 Установка адсорбционной депарафинизации дизельного топлива	22
4.6 Установка газофракционирования предельных газов.....	22
4.7 Установка газофракционирования непредельных газов.....	23
4.8 Установка изомеризации	23
4.9 Установка производства битумов	24
4.10 Установка каталитического крекинга.....	24
4.11 Установка коксования	25
4.12 Установка сернокислотного алкилирования.....	25
4.13 Установка производства серы	26
4.14 Установка производства водорода	26
5 Описание технологического процесса каталитического крекинга	27
5.1 Характеристика сырья каталитического крекинга	27
5.2 Подготовка (облагораживание) сырья каталитического крекинга	28
5.3 Химизм и механизм реакций каталитического крекинга	28
5.4 Катализаторы реакций каталитического крекинга.....	31
5.5 Влияние основных технологических параметров на конечные результаты процесса	32
5.6 Описание технологического процесса каталитического крекинга.....	34
5.7 Характеристика продуктов процесса и их применение	36
6 Расчет реактор-регенераторного блока установки кatalитического крекинга.....	37
6.1 Расчет реакторного блока установки каталитического крекинга с лифт-реактором.....	37
6.1.1 Материальный баланс реактора.....	37
6.1.2 Тепловой баланс реактора.....	39
6.1.3 Расчет основных размеров лифт-реактора	44
6.1.4 Расчет основных размеров сепарационной зоны реакторного блока	49
6.2 Расчет регенераторного блока установки каталитического крекинга.....	55
6.2.1 Расчет регенератора	55

6.2.2. Расход водяного пара на отпарку газов регенерации с катализатора.....	66
6.2.3. Материальный баланс регенератора	67
6.2.4 Тепловой баланс регенератора	67
6.2.5 Материальные балансы основных зон регенератора	69
6.2.6 Диаметр регенератора и его основных зон.....	72
6.2.7 Высота регенератора и его зон	76
6.3 Расчет теплообменного аппарата	78
7 Строительные решения.....	82
7.1 Выбор района строительства	82
7.2 Объемно-планировочные решения зданий и сооружений	82
7.3 Размещение оборудования	84
8 Генеральный план и транспорт.....	85
8.1 Размещение установки на генеральном плане	85
8.2 Присоединение установки к инженерным сетям.....	86
8.3 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки	87
8.4 Транспорт.....	87
8.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки.....	88
9 Безопасность и экологичность проекта	89
9.1 Характеристика опасных факторов производства.....	89
9.2 Способы и необходимые средства пожаротушения.....	91
9.3 Охрана окружающей среды	92
Заключение	94
Список сокращений	95
Список использованных источников	96

ВВЕДЕНИЕ

Приоритетной задачей для государства, в котором топливно-энергетический комплекс, в том числе нефтеперерабатывающая промышленность, занимает важнейшее место в экономике, является максимально эффективное использование нефтяного сырья. Для этого в нефтепереработке стремятся к увеличению глубины переработки нефти за счет вторичных термических и каталитических процессов, что позволяет максимально рационально использовать невосполнимое углеводородное сырье.

Актуальной проблемой становится исчерпание запасов нефти и возрастающая сложность извлечения нефти из недр земли. Всё чаще месторождения разрабатываются на шельфах морей и в северных регионах страны. Неглубокая переработка и сырьевая экспортная политика отрицательно влияют на экономику государства и стабильность страны в целом.

В Государственной программе «Энергетическая стратегия России до 2030 года» указываются ближайшие перспективы развития нефтегазоперерабатывающей промышленности, а именно необходимость достижения глубины переработки нефти равной 85 % к 2020 году и 89-90% к 2030 году. Увеличение глубины переработки нефти будет происходить за счет реконструкции и модернизации нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Будут внедрены новые технологические процессы, такие как каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование, висбреинг, производство битумов и др. Доля этих процессов в составе российских НПЗ в несколько раз ниже, чем в НПЗ передовых нефтеперерабатывающих странах.

Процесс каталитического крекинга, позволяющий получать качественные компоненты автомобильных бензинов и дизельных топлив, является предпочтительным при строительстве или модернизации НПЗ, так как сырьём установок каталитического крекинга является малоценные тяжелые фракции. При этом газы процесса каталитического крекинга богаты пропан-пропиленовой фракцией (ППФ) и бутан-бутиленовой фракцией (ББФ), которые являются сырьем установок алкилирования и производства метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ). Установки каталитического крекинга также являются поставщиком сырья для химической промышленности, а тяжелый газоль крекинга может служить сырьём для получения «игольчатого» кокса. Высокий выход и качество продуктов (особенно бензина), легкость совмещения с другими процессами, большая сырьевая база, отсутствие побочных продуктов, так как кокс выжигается в регенераторе, делает процесс каталитического крекинга наиболее целесообразным в условиях максимально эффективного использования сырья.

1 Технико-экономическое обоснование

Необходимость и целесообразность создания установки каталитического крекинга в составе нефтеперерабатывающего предприятия топливного профиля обусловлены производством максимального количества высокооктанового бензина и ценных сжиженных газов. Огромное практическое значение процесса каталитического крекинга в нефтепереработке подтверждается широким распространением и продолжающимся строительством новых установок. Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая установка каталитического крекинга, является предприятием топливного профиля, перерабатывающим Новозапрудненскую нефть Куйбышевского месторождения.

Установка каталитического крекинга относится к установкам, на которых происходят вторичные процессы переработки нефти. Мощность установки по продукту 1200 тысяч тонн/год. Установка предназначена для переработки вакуумного дистиллята (газойля) широкого фракционного состава ($350\text{--}500^{\circ}\text{C}$), получаемого на установке атмосферно-вакуумной перегонки нефти (АВТ).

Так как согласно технико-экономическим расчетам рентабельнее транспортировать сырье к местам концентрированного потребления, чем перевозить нефтепродукты с заводов, расположенных вблизи промыслов, то НПЗ строят в местах с максимально возможной сосредоточенностью потребителей нефтепродуктов. В данном проекте строительство НПЗ предполагается осуществить в производственной зоне г. Самара. Это обусловлено рядом причин. Во-первых, регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции НПЗ. Во-вторых, Самарская область обладает развитой транспортной инфраструктурой, представленной железнодорожными и автомобильными магистралями федерального значения. В-третьих, близкое расположение магистрального нефтепровода и возможность экспортного направления поставок в Казахстан делает регион привлекательным с экономической точки зрения. В-четвертых, вблизи площадки строительства расположены сети электроснабжения и крупной водной артерии – реки Волга. В-пятых, наличие трудовых ресурсов и университета для подготовки квалифицированных кадров.

2 Технологические решения

2.1 Характеристика исходной нефти

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Новозапрудненского месторождения Самарской области Российской Федерации, относящаяся к Уральской нефтегазоносной провинции. Для выбора варианта и схемы переработки нефти проанализируем её свойства. Характеристика Новозапрудненской нефти приводится в виде таблиц, взятых из пособия [1].

Характеристика нефти содержит: физико-химические свойства нефти, характеристику фракций, выкипающих до 200°C, характеристику легких керосиновых дистиллятов, характеристику дизельных топлив и компонентов, характеристику остатка нефти, свойства, определяющие шифр и состав нефти по истинным температурам кипения (ИТК).

По материалам данных таблиц устанавливается шифр нефти, по технологической классификации по ОСТ 38.01197, являющейся основой для выбора варианта и схемы переработки нефти.

В таблице 1 приведена физико-химическая характеристика Новозапрудненской нефти Самарской области. Следует обратить внимание на параметры содержания серы, парафина и фракций, выкипающих до 350°C. В дальнейшем, эти параметры помогут определиться с выбором схемы переработки нефти.

Таблица 1 - Физико-химическая характеристика Новозапрудненской нефти

Наименование показателей	Значение
1	2
Горизонт, ярус, пласт	Пашийский горизонт Д ₁
ρ_4^{20}	0,8387
M	205
v_{20} , сСт	7,44
v_{50} , сСт	3,62
T застывания, °C с обработкой без обработки	-10 —
Давления насыщенных паров, мм.рт.ст. При 38 °C При 50 °C	379 —
Парафины: Содержание, % $T_{пл.}$, °C	5,0 56
Содержание, % Серы Азота Смол сернокислотных Смол силикагелевых Асфальтенов	0,55 0,12 15 5,10 1,80
Коксуемость, % Зольность, %	2,42 0,020
Кислотное число, мг KOH на 1 г нефти	0,18
Выход фракций, вес.% До 200 °C До 350 °C	26,6 56,0

В таблице 2 приведена характеристика фракций, выкипающих до 200°C.

Таблица 2 - Характеристика фракций, выкипающих до 200°C

Температура отбора, °C		28-130	28-150	28-180	28-200
1		2	3	4	5
Выход на нефть, %		12,6	16,7	22,8	26,6
Плотность, ρ_4^{20}		0,6950	0,7170	0,7280	0,7370
Фракционный состав, °C	н.к	39	47	50	56
	10%	60	70	75	80
	50%	89	103	120	136
	90%	119	134	162	177
Содержание серы, % масс.		0,008	0,017	0,025	0,035

В таблице 3 приведена характеристика керосиновых дистиллятов Новозапрудненской нефти.

Таблица 3 - Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °C		150-300	150-320
1		2	3
Выход на нефть, %		28,5	32,8
Плотность, ρ_{420}		0,8050	0,8120
Фракционный состав, °C	н.к	163	165
	10%	175	177
	50%	223	228
	90%	269	283
	98%	285	302
	Температура, °C	Помутнения	< -12
		вспышки	< -12
Высота некоптящего пламени, мм		21	20
Содержание серы, % масс.		0,30	0,40

В таблице 4 приведена характеристика дизельных топлив и компонентов нефти.

Таблица 4 - Характеристика дизельных топлив и компонентов

Температура отбора, °C		180-300	200-350	200-370	220-350	150-320
1		2	3	4	5	6
Выход на нефть, %		22,4	29,4	33,0	26,4	32,8
Цетановое число		-	-	51	52	-
Плотность, ρ_{420}		0,8200	0,8380	0,8410	0,8460	0,8120
Вязкость v20, сСт		3,00	4,91	5,73	6,48	2,36
Фракционный состав	10%	210	235	240	256	177
	50%	236	268	280	284	228
	90%	287	320	339	329	283
	96%	305	333	350	339	299
Температура, °C	застывания	-32	-15	-10	-13	-35
	вспышки	84	100	104	110	54
Содержание серы, % масс.		0,49	0,72	0,86	0,52	0,40

В таблице 5 приведена характеристика остатка Новозапрудненской нефти.

Таблица 5- Характеристика остатка Новозапрудненской нефти

Остаток после отбора фракции до t, °C	>300°C	> 350	> 450	>500
1	2	3	4	5
Выход на нефть, %	53,6	42,8	30,4	19,0
Плотность , ρ420	0,9202	0,9270	0,9600	0,9702
ВУ при 80°C	3,32	5,46	-	-
ВУ при 100°C	2,19	2,91	10,35	-
Температура, °C	Застывания	22	28	37
	Вспышки	200	222	285
Содержание серы, % масс.	1,43	1,60	1,87	2,03
Коксуемость, %	4,90	6,70	-	13,7

В таблице 6 приведены свойства, определяющие шифр Новозапрудненской нефти согласно технологической классификации по ОСТ 38.01197.

Таблица 6 - Свойства, определяющие шифр Новозапрудненской нефти

Наименование	Значение
1	2
Содержание серы, % масс.	0,55
Класс нефти	II
Выход фракций до 350°C, % масс.	56
Тип нефти	T ₁
Суммарное содержание базовых масел, % масс.	21,9 на нефть на мазут
Группа нефти	M ₂
Индекс вязкости масел	85
Подгруппа нефти	I ₂
Содержание парафина в нефти, % масс.	5
Вид нефти	Π ₂
Шифр нефти	II T ₁ M ₂ I ₂ Π ₂

Разгонка (ИТК) Новозапрудненской нефти в аппарате АРН-2 приведена в таблице 7.

Таблица 7 - Состав Новозапрудненской нефти

Пределы кипения фракций, °C	Выход фракций, % масс.	
	отдельной фракции	суммарный
1	2	3
До 28	1,2	1,2
28-65	2,3	3,5
65-84	2,4	5,9
84-99	2,5	8,4

Окончание таблицы 7

1	2	3
99-112	2,5	10,9
112-128	2,6	13,5
128-140	2,6	16,1
140-155	2,6	18,7
155-168	2,6	21,3
168-180	2,7	24,0
180-198	2,7	26,7
198-216	2,8	29,5
216-230	2,8	32,3
230-246	2,8	35,1
246-261	2,8	37,9
274-288	2,8	40,7
288-302	2,9	43,6
302-316	2,9	46,5
316-328	2,9	49,4
328-344	2,9	52,3
344-358	2,9	55,2
358-372	2,9	58,1
372-388	3,0	64,1
388-404	3,0	67,1
404-424	2,9	70,2
Остаток	30,0	100,0

2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

Исследование нефти с целью её последующей классификации проводится для оценки потенциальных возможностей производства различных нефтепродуктов и выбора рациональной схемы переработки.

Выбор схемы нефтеперерабатывающего завода основывается на множестве факторов, а именно: потребность в нефтепродуктах определённого ассортимента, качество перерабатываемой нефти, затраты на разработку технологических процессов. Решающим фактором является потребность района, в котором находится предприятие, в нефтепродуктах. Кроме того, балансом производства и потребления нефтепродуктов предусматривается перевозка последних с минимумом затрат.

Существует несколько вариантов технологических схем переработки нефти. По ассортименту товарной продукции нефтеперерабатывающие предприятия принято классифицировать на 4 профиля:

- топливный профиль с неглубокой переработкой нефти;
- топливный профиль с глубокой переработкой нефти;
- топливно-масляный профиль;
- топливно-масляный-нефтехимический профиль;
- топливно-нефтехимический профиль.

Новозапрудненская нефть по технологической классификации , согласно

ОСТ 38.01197, имеет шифр II Т₁ М₂ И₂ П₂. Нефть является сернистой, с высоким содержанием легких фракций. В нефти содержится малое количество базовых масел, характеризующихся низким индексом вязкости. Руководствуясь классификацией Новозапрудненской нефти, делаем вывод, что данная нефть пригодна для переработки по топливному варианту. В данном случае выбрана схема завода по топливному профилю с глубокой переработкой. Поточная схема НПЗ представлена на рисунке 1.

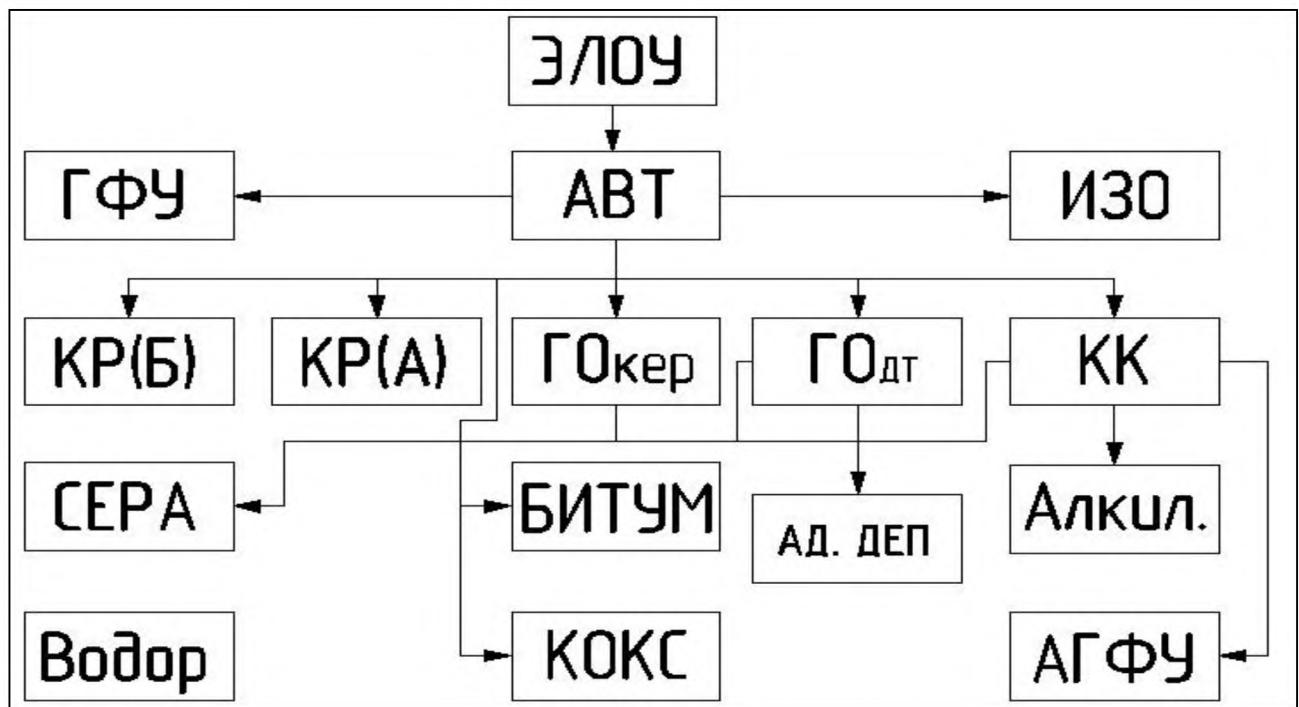


Рисунок 1 – Поточная схема завода с глубокой переработкой по топливному профилю

Завод имеет в своём составе установки первичной и вторичной переработки. В состав установок первичной переработки нефти входят:

- ЭЛОУ (установка обессоливания и обезвоживания нефти);
- АВТ.

В состав установок вторичной переработки нефти входят:

- установка каталитического риформинга и экстракции ароматических углеводородов;
- установка каталитического риформинга, направленная на производство компонентов высокооктановых бензинов;
- установка гидроочистки керосина;
- установка гидроочистки дизельных фракций;
- установка адсорбционной депарафинизации дизельного топлива;
- установка газофракционирования предельных газов;
- установка изомеризации;
- установка производства битумов;

- установка каталитического крекинга с предварительной гидроочисткой сырья;
- установка коксования;
- установка газофракционирования непредельных газов;
- установка алкилирования;
- установка производства серы;
- установка производства водорода.

3 Составление материальных балансов

3.1 Материальный баланс производства

Так как завод работает по топливному профилю с глубокой переработкой нефти, то максимальное количество исходной нефти направляется на процессы получения моторных топлив. Остаток вакуумной перегонки – гудрон, направляется на коксование и битумную установку. Тем самым мы увеличиваем эффективность использования сырья и снабжаем Самарскую область высококачественным коксом и дорожными и строительными битумами. Материальный баланс производства приведён в таблице 8.

Таблица 8 – Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода топливного профиля с глубокой переработкой нефти

Процессы и продукты	Процент на сырье установки, %	Процент на нефть, %	Тысяч тонн в год
1	2	3	4
1 Обессоливание нефти Поступило: Нефть сырая	101,000	101,000	6 714,711
Всего:	101,000	101,000	6 714,711
Получено: Нефть обессоленная Вода и соли	100,000 1,000	100,000 1,000	6 648,229 66,482
Всего:	101,000	101,000	6 714,711
2 Атмосферно-вакуумная трубчатка Поступило: Нефть обессоленная	100,000	100,000	6 648,229
Всего:	100,000	100,000	6 648,229
Получено: Газ и головка стабилизации Фракция н.к. - 62°C Фракция 62-85°C Фракция 85-105°C Фракция 105-140°C	1,200 2,400 3,600 2,500 6,300	1,200 2,400 3,600 2,500 6,300	79,779 159,557 239,336 166,206 418,838

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Фракция 140-180°C	8,000	8,000	531,858
Фракция 180-230°C	8,400	8,400	558,451
Фракция 230-350°C	24,800	24,800	1 648,761
Фракция 350-500°C	23,800	23,800	1 582,278
Гудрон	18,300	18,300	1 216,626
Потери	0,700	0,700	46,538
Всего:	100,000	100,000	6 648,229
3 Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов			
Поступило:			
Фракция 62-85°C	74,227	3,600	239,336
Фракция 85-105°C	25,773	1,250	83,103
Всего:	100,000	4,850	322,439
Получено:			
Бензол	11,800	0,572	38,048
Толуол	11,900	0,577	38,370
Сольвент	3,000	0,146	9,673
Рафинат	56,000	2,716	180,566
Водородсодержащий газ ВСГ (в том числе водород)	5,000 [1,1]	0,243 0,053	16,122 3,547
Головка стабилизации	5,000	0,243	16,122
Газ	6,000	0,291	19,346
Потери	1,300	0,063	4,192
Всего:	100,000	4,850	322,439
4 Каталитический риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	9,542	1,250	83,103
Фракция 105-140°C	48,091	6,300	418,838
Фракция 140-180°C	36,641	4,800	319,115
Бензины-отгоны гидроочистки	5,725	0,750	49,864
Всего:	100,000	13,100	870,920
Получено:			
Катализат	83,000	10,873	722,864
Водородсодержащий газ ВСГ (в том числе водород)	5,000 [1,1]	0,655 0,144	43,546 9,580
Головка стабилизации	5,000	0,655	43,546
Газ	6,000	0,786	52,255
Потери	1,000	0,131	8,709
Всего:	100,000	13,100	870,920
5 Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°C	44,444	3,200	212,743

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Фракция 180-230°C	75,833	5,460	362,993
Водородсодержащий газ ВСГ (в том числе водород)	1,200 [0,3]	0,086 0,026	5,744 1,744
Всего:	121,478	8,746	581,481
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,200	8,401	558,497
Бензин-отгон	1,500	0,130	8,619
Сероводород	0,100	0,009	0,575
Газ	2,000	0,173	11,492
Потери	0,400	0,035	2,298
Всего:	101,200	8,746	581,481
6 Гидроочистка дизельных фракций (летнее)			
Поступило:			
Фракция 180-230°C	9,486	2,940	195,458
Фракция 230-350°C	80,021	24,800	1648,761
Легкий газойль коксования	14,349	4,447	295,640
ВСГ (в том числе водород)	1,700 [0,4]	0,527 0,131	35,027 8,700
Всего:	105,556	32,714	2174,886
Получено:			
Гидроочищенное дизельное топливо	97,100	31,234	2076,513
Бензин-отгон	1,100	0,354	23,524
Сероводород	0,800	0,257	17,108
Газ	2,300	0,740	49,186
Потери	0,400	0,129	8,554
Всего:	101,700	32,714	2174,886
7 Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива (зимнее)			
Поступило:			
Гидроочищенное дизельное топливо	100,000	11,097	737,785
Водород	1,000	0,111	7,378
Всего:	101,000	11,208	745,163
Получено:			
Дизельное топливо зимнее	80,300	8,911	592,442
Промежуточная фракция	9,100	1,010	67,138
Парафин жидкий	11,200	1,243	82,632
Потери	0,400	0,044	2,951
Всего:	101,000	11,208	745,163
8 Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	57,211	1,200	79,779

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Головка катализитического риформинга	42,789	0,898	59,668
Всего:	100,000	2,098	139,447
Получено:			
Пропан	21,600	0,453	30,120
Изобутан	16,100	0,338	22,451
н-бутан	33,000	0,692	46,017
Изопентан	8,600	0,180	11,992
н-пентан	11,000	0,231	15,339
Газовый бензин	1,800	0,038	2,510
Газ	6,500	0,136	9,064
Потери	1,400	0,029	1,952
Всего:	100,000	2,098	139,447
9 Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к. - 62°C	91,151	2,400	159,557
Пентан с ГФУ	8,849	0,231	15,339
Водородсодержащий газ ВСГ (в том числе водород)	1,100 [0,2]	0,029 0,005	1,907 0,354
Всего:	101,100	2,659	176,803
Получено:			
Изопентан	69,800	1,836	122,066
Изогексан	26,300	0,692	45,993
Газ	4,000	0,105	6,995
Потери	1,000	0,026	1,749
Всего:	101,100	2,659	176,803
10 Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	27,769	1,830	121,663
Фракция 350-500°C	72,231	4,760	316,456
ПАВ	3,000	0,198	13,144
Всего:	103,000	6,788	451,262
Получено:			
Битумы дорожные	72,700	4,791	318,512
Битумы строительные	26,400	1,740	115,663
Отгон	1,300	0,086	5,696
Газы окисления	1,600	0,105	7,010
Потери	1,000	0,066	4,381
Всего:	103,000	6,788	451,262
11 Катализитический крекинг с блоком предварительной гидроочистки сырья			
Блок гидроочистки			
Поступило:			

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Фракция 350-500°C	100,000	19,040	1 265,823
Водород с водородной установки	1,500	0,286	18,987
Всего:	101,500	19,326	1 284,810
Получено:			
Гидроочищенный вакуум-дистиллят	94,800	18,050	1 200,000
Бензин-отгон	1,400	0,267	17,722
Сероводород	2,300	0,438	29,114
Газ	2,000	0,381	25,316
Потери	1,000	0,190	12,658
Всего:	101,500	19,326	1 284,810
Блок каталитического крекинга			1 284,810
Поступило:			
Гидроочищенный вакуум-дистиллят	100,000	18,050	1 200,000
Всего:	101,500	18,050	1 200,000
Получено:			
Газ и головка стабилизации	16,000	2,888	192,000
Бензин	50,000	9,025	600,000
Легкий газойль (фракция 180-280 °C)	10,000	1,805	120,000
Тяжелый газойль (фракция 280-420°C) - сырье для производства технического углерода	10,000	1,805	120,000
Фракция выше 420 °C	10,400	1,877	124,800
Кокс выжигаемый и потери	3,600	0,650	43,200
Всего:	100,000	18,050	1 200,000
12 Коксование			
Поступило:			
Гудрон (коксуемость 16%)	100,000	16,470	1094,963
Всего:	100,000	16,470	1094,963
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,600	1,416	94,167
Бензин	13,000	2,141	142,345
Легкий газойль	27,000	4,447	295,640
Тяжелый газойль	24,400	4,019	267,171
Кокс	24,000	3,953	262,791
Потери	3,000	0,494	32,849
Всего:	100,000	16,470	1094,963
13 Газофракционирование непредельных газов			
Поступило:			
Газ и головка каталитического крекинга	67,094	2,888	192,000
Газ и головка коксования	32,906	1,416	94,167
Всего:	100,000	4,304	286,167

Окончание таблицы 8

1	2	3	4
Получено:			
Пропан-пропиленовая фракция	24,000	1,033	68,680
Бутан-бутиленовая фракция	33,000	1,420	94,435
Газовый бензин (C5 и выше)	6,500	0,280	18,601
Газ	33,500	1,442	95,866
Потери	3,000	0,129	8,585
Всего:	100,000	4,304	286,167
14 Алкилирование			
Поступило:			
Бутан-бутиленовая фракция	100,000	1,420	94,435
(в том числе изобутан)	[40]	0,568	37,774
Всего:	100,000	1,420	94,435
Получено:			
Легкий алкилат	77,100	1,095	72,809
Тяжелый алкилат	3,100	0,044	2,927
Пропан	1,900	0,027	1,794
Бутан-пентаны	14,900	0,212	14,071
Потери	3,000	0,043	2,833
Всего:	100,000	1,420	94,435
15 Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100,000	0,704	46,797
Всего:	100,000	0,704	46,797
Получено:			
Сера элементарная	97,000	0,683	45,393
Потери	3,000	0,021	1,404
Всего:	100,000	0,704	46,797
16 Производство водорода			
Поступило:			
Сухой газ	32,700	0,650	43,185
Химически очищенная вода (на реакцию)	67,300	1,337	88,880
Всего:	100,000	1,986	132,065
Получено:			
Водород технический, 96%	18,200	0,362	24,036
(в том числе водород 100%)	[17,5]	0,348	23,111
Двуокись углерода	77,800	1,545	102,747
Потери	4,000	0,079	5,283
Всего:	100,000	1,986	132,065

3.2 Сводный материальный баланс

Погрешность сводного материального баланса составила 0,217%, следовательно, можно сделать вывод, что все процессы и взаимосвязи между ними были рассчитаны правильно. Расчет начинался с установки каталитического крекинга, производительностью 1,2 млн. тон в год по гидроочищенному сырью. Для непрерывной работы установки каталитического крекинга необходимо иметь мощность завода 6,7 млн. тон в год по сырой нефти. В результате переработки нефти получаем 28% (1,8 млн. тонн в год) автомобильного бензина, 8% (558 тысяч тонн в год) гидроочищенного керосина, 23% (1,5 млн. тонн в год) летнего дизельного топлива и 8% (592 тысячи тонн в год) зимнего дизельного топлива. Так же получен широкий ассортимент других продуктов нефтепереработки, представленный в сводном материальном балансе НПЗ в таблице 9.

Таблица 9 – Сводный материальный баланс

Компоненты:	%	Тысяч тонн в год
1	2	3
Поступило:		
Нефть обессоленная	100,000	6648,229
ПАВ на производство битума	0,198	13,144
Вода на производство водорода	1,337	88,880
Всего:	101,535	6750,252
Получено:		
Автомобильный бензин, в т.ч.:		
Катализат риформинга	28,214	1875,727
Алкилат легкий	10,873	722,864
Рафинат от производства ароматических УВ	1,095	72,809
Бензин каталитического крекинга	2,716	180,566
Изопентан	9,025	600,000
Изогексан	1,008	67,029
Газовые бензины	0,692	45,993
Бензин коксования	0,318	21,111
Бутан	2,141	142,345
Бутан	0,346	23,009
Керосин гидроочищенный	8,401	558,497
Дизельное топливо летнее, в т.ч.	22,996	1528,794
Гидроочищенное топливо	20,137	1338,728
Легкий газойль каталитического крекинга	1,805	120,000
Тяжелый алкилат	0,044	2,927
Промежуточная фракция депарафинизации	1,010	67,138
Дизельное топливо зимнее	8,911	592,442
Ароматические УВ, в т.ч.:		
Бензол	1,295	86,091
Толуол	0,572	38,048
	0,577	38,370

Окончание таблицы 9

Сольвент	0,146	9,673
Сжиженные газы, в т.ч.:		
Пропан	2,409	160,125
Изобутан	0,453	30,120
н-бутан	0,338	22,451
Пропан-пропиленовая фракция	0,346	23,009
Пропан и бутан-пентан алкилирования	1,033	68,680
Изопентан	0,239	15,865
Жидкий парафин	1,008	67,029
Кокс нефтяной	1,243	82,632
Битумы дорожные и строительные	3,953	262,791
Сырье для производства технического углерода	6,531	434,175
Котельное топливо, в т.ч.:		
Тяжелый газойль коксования	5,982	120,000
Фракция выше 420°C КК	4,019	397,667
Отгоны производства битумов и ГО масел	1,877	267,171
Сера элементная	0,086	124,800
Топливный газ	0,683	5,696
Диоксид углерода	3,404	45,393
Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	1,545	226,336
Потери безвозвратные	0,755	102,747
Всего:	2,180	50,210
	101,314	144,936
		6735,592

4 Характеристика установок по переработке нефти

4.1 Установка обессоливания и обезвоживания нефти

Электрообессоливающая установка совместно с АВТ являются головными на любом НПЗ. Содержащаяся в нефти вода с растворенными в ней солями (хлоридами) является не только не нужной примесью, но и вызывает сильную коррозию оборудования, а также ухудшает качества остаточных тяжелых фракций, являющихся сырьем для вторичных каталитических процессов. Так при снижении содержания хлоридов до 5 мл/г из нефти почти полностью удаляются металлы, которые являются ядами для катализаторов вторичных процессов, таких как каталитический крекинг, гидрокрекинг и каталитический риформинг. Сложно недооценить глубину обессоливания и обезвоживания нефти, учитывая дороговизну катализаторов вторичных процессов, преждевременный вывод из строя которых, может повлечь серьёзные экономические затраты. Так же важно, чтобы такие металлы, как натрий, магний, кальций, железо и соединения мышьяка не оказались в продуктах нефтепереработки – реактивных и газотурбинных топливах, нефтяных коксах.

Стандарты Российской нефтепереработки предъявляют требования к

содержанию воды в нефти до 0,1% масс., и содержания хлоридов 3-5 мг/л после установки ЭЛОУ.

На установку ЭЛОУ поступает нефтяная эмульсия. Образование эмульсии связано с поверхностными явлениями на границе раздела фаз дисперсной системы, а именно с поверхностным натяжением. На НПЗ для разрушения нефтяных эмульсий и удаления солей применяют термохимический способ, при котором нефть интенсивно смешивается со свежей водой в смесителях с добавлением деэмульгаторов. Далее нефть пропускается через переменное электрическое поле частотой 50 Гц и напряжением 15-44 кВт. В результате индукции электрического поля капли воды приобретают заряд и деформируются с разрушением защитной пленки, увеличивается амплитуда их колебания, что влечет за собой столкновение, укрупнения и осаждение капель воды. Основной установкой процесса обессоливания и обезвоживания нефти является электродегидратор, представляющий собой цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, расположенный горизонтально или вертикально или имеющий форму шара. Внутри конструкции находятся электроды в виде металлических горизонтальных пластин, которые подвешены на фарфоровых изоляторах. Электродегидраторы работают при среднем давлении, составляющем 1,8 МПа и температуре до 180°C, в зависимости от перерабатываемой нефти.

4.2 Установка атмосферно-вакуумной перегонки

Сырьем для атмосферно-вакуумной перегонки служит обессоленная нефть с блока ЭЛОУ.

Блок АВТ предназначен для разделения нефти на газы, бензиновые, керосиновые, дизельные, масляные фракции и гудрон для последующей их переработки или использования в качестве товарной продукции. Установки АВТ скомбинированы с ЭЛОУ и установками вторичной переработки.

Для получения продуктов установки применяют процесс, называемый ректификацией. Ректификация это массообменный процесс многократного противоточного контактирования паров и жидкости. При взаимодействии встречных потоков пара и жидкости на каждой ступени контактирования между ними происходит тепло- и массообмен, обусловленный стремлением системы к состоянию равновесия. В результате каждого контакта компоненты перераспределяются между фазами: пар несколько обогащается низкокипящими, а жидкость – высококипящими компонентами. Процесс ректификации происходит в ректификационных колоннах.

Блок АВТ включает в себя: отбензинивающую, атмосферную и вакуумную колонны. Отбензинивающая колонна предназначена для удаления из нефти легкого бензина н.к.-120°C, тем самым снижая нагрузку на атмосферную колонну, а также предохраняет её от коррозии. Атмосферная колонна разделяет отбензиненную нефть на газы, бензиновую, керосиновую, дизельную фракции и мазут. Дальнейшая переработка мазута осуществляется в

вакуумной колонне с выделением нескольких фракций вакуумного газойля и гудрона.

4.3 Установка каталитического риформинга

Назначением процесса каталитического риформинга является повышение детонационной стойкости бензинов и выделение индивидуальных ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов). Побочным, но не менее важным продуктом процесса является водородсодержащий газ (ВСГ), который используется в других гидрокаталитических процессах.

Если целью процесса является получение ароматических углеводородов, то для этого в качестве сырья используют фракции, содержащие углеводороды C₆ (62-85°C), C₇ (85-105°C) и C₈ (105-140°C). Если риформинг проводится с целью получения высокооктанового бензина, то сырьем служит фракция 85-180°C. Выход бензина составляет 80-88% масс. с октановым числом 94-94 по исследовательскому методу.

В процессе каталитического риформинга применяют бифункциональные катализаторы, сочетающие кислотную и гидрирующую- дегидрирующую функции. Кислотную функцию выполняет носитель – оксид алюминия. Также для усиления кислотной функции в катализатор вводят хлор или реже фтор. Гидрирующую- дегидрирующую функции выполняют металлы VIII группы, а именно платина или палладий, промотированный добавками рения, иридия, олова, галлия, германия и др.

Риформинг осуществляют в каскаде из трех-четырех реакторов с промежуточным подогревом сырья, так как процесс сильно эндотермичен.

Установки каталитического риформинга включают следующие блоки: гидроочистки сырья, очистки ВСГ, реакторный блок, сепарации газа и стабилизации риформата.

4.4 Установка гидроочистки топлив

Назначение гидроочистки заключается в улучшении эксплуатационных характеристик моторных топлив, уменьшении коррозионной агрессивности топлив, уменьшении количества токсичных газовых выбросов в окружающую среду. Гидроочистку бензиновых фракций проводят для защиты платиновых катализаторов риформинга от отравления.

Процесс гидроочистки основан на реакции гидрогенизации, в результате которой происходит насыщение олефиновых углеводородов и деструкция сернистых, кислородных и азотных соединений с образованием парафиновых углеводородов, сероводорода, воды и аммиака. Вследствие гидроочистки топлив уменьшается содержание в них серы до 0,2 % масс. и ниже, повышается их термическая стабильность и улучшаются другие свойства.

Гидроочистка осуществляется в присутствии водородсодержащего газа при температуре 360-425°C и давлении 2-5 МПа, в стационарном слое

катализатора. Степень обессеривания и глубина гидрирования непредельных соединений повышаются с ростом температуры и давления процесса, а также с увеличением кратности циркуляции водородсодержащего газа. Катализатором процесса является алюмокобальтомолибденовый (АКМ) катализатор.

Технологические схемы установок гидроочистки различных топлив имеют много общего и различаются по мощности, размерам и технологическому оформлению секций сепарации и стабилизации.

Установки гидроочистки в общем виде включают в себя следующие блоки: реакторный, стабилизации гидроочищенного продукта, удаления H_2S из ВСГ, промывки от H_2S дистиллята.

4.5 Установка адсорбционной депарафинизации дизельного топлива

Депарафинизация нефтепродуктов предназначена для удаления парафинов и церезинов из дистиллятных и остаточных фракций нефти.

Сырьём процесса является гидроочищенное дизельное топливо. Основное назначение процесса – получение низкозастывающего компонента дизельного топлива и жидкого парафина.

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

Технологический процесс включает следующие стадии: адсорбцию н-алканов цеолитом при его контакте с сырьем; промывку — удаление из адсорбционного объема неадсорбируемых цеолитом компонентов сырья; десорбцию — выделение н-алканов из полостей цеолита с помощью вытеснителей.

4.6 Установка газофракционирования предельных газов

Для разделения углеводородных газов применяются 2 типа газофракционирующих установок (ГФУ), в каждый из которых входят блоки компрессии и конденсации: ректификационный – ГФУ и абсорбционно-ректификационный – абсорбционно-газофракционирующая установка (АГФУ), применяемая для фракционирования непредельных газов.

Сырьем являются заводские газы и головки стабилизации АВТ, риформинга и гидрокрекинга.

Газофракционирующая установка (ГФУ) предназначена для дальнейшей переработки предельных углеводородных газов, с получением следующих узких фракций:

- метан-этановая (сухой газ);

- пропановая;
- изобутановая;
- бутановая;
- изопентановая;
- пентановая и выше.

Установка состоит из деэтанизатора, пропановой, бутановой, изобутановой, пентановой, изопентановой колонн и блока очистки продуктов.

4.7 Установка газофракционирования непредельных газов

В состав непредельных газов, получающихся при термодеструктивной и термокаталитической переработке нефтяного сырья (в процессах каталитического крекинга, пиролиза, коксования и др.), входят низкомолекулярныеmono-, иногда диолефины как нормального, так и изостроения.

На ГФУ непредельных газов из олефинсодержащих потоков выделяют следующие фракции:

- пропан-пропиленовую;
- бутан-бутыленовую;
- этан-этиленовая и пентан-амиленовая фракции, используемые как нефтехимическое сырье.

Пропан-пропиленовая фракция наиболее часто используется для получения полипропилена, ди- и тримеров пропилена, диизопропилового эфира, изопропилового спирта, полимербензина.

Бутан-бутыленовая фракция может служить сырьем для получения метил-трет-бутилового эфира или алкилата. На некоторых НПЗ из нее выделяют изобутилен, который используется при производстве полиизобутилена.

Фракция C_5 и выше вовлекается в состав товарных бензинов.

4.8 Установка изомеризации

Целевым назначением процесса является получение высокооктановых изокомпонентов бензина и сырья нефтехимии. Сырьем служат фракции н.к. - 62°C с АВТ, пентан с ГФУ, головка каталитического риформинга, которые в основном содержат н-алканы C_5-C_6 .

Реакция изомеризации или перегруппировки заключается в том, что н-алканы в среде водорода на катализаторе и при нагревании способны, путем структурного изменения углеродного скелета, превращаться в разветвленные алканы без изменения состава и молекулярной массы соединения. Катализатором процесса чаще всего служит бифункциональный платиновый катализатор нанесенный на оксид алюминия. Изомеризация проходит в среде водорода на бифункциональных катализаторах.

Продукт установки – изомеризат, имеет высокую детонационную стойкость, что обуславливает его высокое октановое число 88-92 по исследовательскому методу. Побочный продукт – сухой газ, может использоваться в качестве топливного.

Установка изомеризации состоит из блоков ректификации и изомеризации. В блоке ректификации происходит выделение изомеров из смеси исходного сырья и стабильного изомеризата. Реакторный блок состоит из двух параллельно работающих секций: в одной осуществляется изомеризация н-пентанов, а в другой — н-гексанов.

4.9 Установка производства битумов

При производстве нефтяных битумов используют следующие три основных способа:

- концентрирование тяжелых нефтяных остатков (ТНО) путем вакуумной перегонки;
- окисление кислородом воздуха различных ТНО;
- смешение остаточных и окисленных битумов и различных ТНО.

Сырьём для производства битума служат ТНО, такие как гудрон, асфальт деасфальтизации, крекинг-остаток и др. Качество битумов определяется отношением асфальтенов к смолам и содержанием твердых парафинов в нефти. Чем выше отношение асфальтенов к смолам и чем меньше парафинов, тем лучше качество битумов и проще технология их производства. Наличие сернистых и других гетеросоединений в сырье не ухудшает товарных свойств битумов.

Битумный блок состоит из 4 трубчатых змеевиковых реакторов , по два на каждом потоке. Такая двухпоточная схема позволяет производить битумы разных марок: строительные и дорожные.

4.10 Установка каталитического крекинга

Основное целевое назначение установки каталитического крекинга – производство с максимально высоким выходом высокооктанового бензина и ценных сжиженных газов – сырья для последующих производств высокооктановых компонентов бензинов изомерного строения: алкилата и МТБЭ. Образующийся в процессе легкий каталитический газойль можно использовать в качестве компонента дизельного топлива, тяжелый газойль является сырьем для получения технического углерода или высококачественного кокса.

Сырьем является широкая фракция вакуумных газоильей, в ряде случаев на каталитический крекинг направляются газоили вторичных процессов переработки, рафинаты после деасфальтизации, побочные продукты масляного производства.

Установка с циркуляцией шарикового катализатора состоит из двух основных частей – нагревательно-фракционирующей и реакторной. Назначение нагревательно-фракционирующей части: нагрев, испарение и смешение исходного сырья с рециркулирующим катализитическим газойлем, снабжение реактора сырьем, фракционирование продуктов крекинга, конденсация бензина и отделение жирного газа от нестабильного бензина. Главное назначение реакторной части: непрерывная подача катализатора в реактор, проведение реакции катализического крекинга, пневмотранспорт и регенерация закоксованного катализатора.

На установках каталитического крекинга широко применяют цеолитсодержащие катализаторы, которые в своем составе содержат 3-20% (масс.) цеолита, равномерно распределенного в матрице. В качестве матрицы в цеолитсодержащих катализаторах применяют синтетический аморфный алюмосиликат, который выполняет функцию не только носителя, но и слабого кислотного катализатора, на котором предварительно крекируются высокомолекулярные компоненты сырья. Катализаторы дезактивированные в процессе работы подвергают регенерации.

4. 11 Установка коксования

Назначением установки замедленного коксования (УЗК) является производство крупнокускового нефтяного кокса. Побочными продуктами УЗК являются газы, бензиновую фракцию и газойлевые дистилляты, которые подвергаются дальнейшей переработке.

Сырьём УЗК является мазут, гудрон, асфальты деасфальтизации, тяжелые нефти из битуминозных песков, смола пиролиза, крекинг-остатки и др.

Главная сложность процесса состоит в том, что тяжёлое сырье может закоксовываться прямо в трубах печи, не дойдя до коксовых камер. Для задержки коксования сырье подают в трубы специальной конструкции с высокой скоростью, с минимальной длительностью нагрева.

Установки замедленного коксования включают в себя два блока: нагревательно-реакционно-фракционирующий, где осуществляется собственно технологический процесс коксования сырья и фракционирование его продуктов; отделение по механической обработке кокса, где осуществляется его выгрузка, сортировка и транспортировка.

4.12 Установка сернокислотного алкилирования

Установка предназначена для алкилирования изобутана бутиленами в присутствии серной кислоты с целью получения высокооктановых компонентов бензинов. Сырьем процесса служит бутан-бутиленовая фракция с газофракционирующей установки. Катализатором является серная кислота с концентрацией 96-98%. Температурный интервал сернокислотного алкилирования от 5 до 10°C. Для протекания целевых реакций необходимо

соблюдение отношений кислоты к углеводородам (УВ) равное 1:1, а изобутана к олефину 10 к 1.

Установка включает в себя: блок подготовки сырья, в котором проводится очистка углеводородных потоков от примесей, реакторный блок, блок ректификации продуктов, поступающих из реакторного блока.

Продуктами процесса являются авиаалкилат – компонент высокооктанового бензина с октановым числом (ОЧ) 93-95 по моторному методу, выход составляет 70-80% от общей загрузки смеси. Мотоалкилат – компонент для получения растворителей или реактивных топлив, компонент дизельных топлив. ОЧ ниже, чем у авиаалкилатов, выход от 3 до 5%. Пропан в количестве 2-8%. Отработанная бутановая фракция, выход составляет 10-15%, направляется на ГФУ на разделение, на 70% состоит из н-бутана.

4.13 Установка производства серы

На НПЗ сероводород в основном выделяют с помощью 15%-го водного раствораmonoэтаноламина (МЭА) из потоков с установок гидроочистки и гидрокрекинга. Регенерированный monoэтаноламин возвращается на установки гидроочистки, где используется для извлечения сероводорода.

Установка включает в себя блок регенерации monoэтаноламинового раствора и блок производства элементарной серы.

Основные стадии процесса производства серы из технического сероводорода: термическое окисление сероводорода кислородом воздуха с получением серы и диоксида серы; взаимодействие диоксида серы с сероводородом в реакторах (конверторах), загруженных катализатором.

4.14 Установка производства водорода

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

Сырьем являются природные и заводские (сухие и жирные) газы, а также прямогонные бензины. Содержание серы в газах не должно превышать 100 мг/м³, в бензинах 0,3 мг/кг, так как сера отравляет катализаторы процесса.

Метод паровой каталитической конверсии углеводородов включает три стадии: подготовку сырья к конверсии, конверсию и удаление из продуктов оксидов углерода. Никелевый катализатор применяется для паровой конверсии углеводородов, цинкмедный для низкотемпературной конверсии оксида углерода. Присутствие в сырье непредельных углеводородов вызывает образование углеродистых отложений на катализаторе паровой конверсии углеводородов.

Установка состоит из следующих блоков: подготовки сырья, паровой конверсии, конверсии CO₂ в CO, очистки технологического газа от CO₂ и метанирования.

5 Описание технологического процесса каталитического крекинга

5.1 Характеристика сырья каталитического крекинга

Сырьем установок каталитического крекинга является вакуумный газойль широкого фракционного состава с температурными пределами выкипания 350 – 500°C. В том случае, если нет вакуумного блока, то в качестве сырья может использоваться мазут, остатки термодеструктивных процессов, таких как висбрекинг, термокрекинг, пиролиз, а также остатки производства масел.

Установки каталитического крекинга могут работать на трёх типах сырья: прямогонное сырье, остаточное и смешанное. Гибкость работы установки является преимуществом, но следует учитывать показатели, которые характеризуют качество сырья, и степень их влияния на процесс каталитического крекинга. Так, выход и качество продуктов крекинга будут зависеть от фракционного и группового состава сырья и содержания в нем гетероорганических соединений. Плотность сырья, коксуюемость и содержание сернокислотных смол будут влиять на обратимую дезактивацию катализатора, а содержание металлов, прежде всего ванадия и никеля, на необратимую дезактивацию катализатора.

Если рассматривать фракционный состав сырья, то он не должен содержать бензиновых и лигроиновых фракций, а также фракций, выкипающий до 350°C не должно быть больше 10%. Обусловлено это тем, что в условиях крекинга происходит малое и неэффективное преобразование легких бензиновых фракций. Бензиновые и лигроиновые фракции, во первых бесполезно загружают объем реактора, а во-вторых отрицательно влияют на ОЧ бензина, так как не происходит его повышения. Так же ограничивается температура конца кипения фракций, она не должна быть выше 620°C. В высококипящих фракциях нефти концентрируются компоненты, дезактивирующие катализатор (металлы, смолы, асфальтены, гетероорганические соединения).

Содержание парафиновых, наftenовых и ароматических углеводородов может колебаться в широких пределах. Но наилучшим сырьем, с точки зрения выхода целевых продуктов (сжиженных газов и бензина) является сырье, богатое парафиновыми и наftenовыми углеводородами. Полициклическая ароматика в условиях крекинга даёт мало бензина и много тяжёлых фракций и кокса. Гетероорганические соединения не оказывают влияния на материальный баланс, но существенно ухудшают качество продуктов.

Немаловажно содержание в сырье компонентов дезактивирующих катализаторы каталитического крекинга. Полициклические ароматические соединения, смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) и азотные соединения сырья вызывают повышенное отложение кокса на катализаторе. Азотсодержащие соединения блокируют кислотные центры, уменьшая их активность. Металлсодержащие соединения, сорбируются на поверхности катализатора, откладываясь в порах, блокируют кислотные центры, при этом

уменьшая селективность целевых процессов и увеличивая выход водорода и сухих газов. Металлсодержащие соединения необратимо отравляют катализатор. После выжига кокса металлы остаются на катализаторе. Потеря активности катализатора со временем увеличивается.

Сера не отравляет катализатор, но увеличивает коксообразование, а также после выжига с кокса переходит в продукты и атмосферу, ухудшая качество и требуя дополнительную гидроочистку.

5.2 Подготовка (облагораживание) сырья каталитического крекинга

Подготовка сырья осуществляется для более экономичного проведения процесса. Экономичность заключается в умеренном и рациональном расходе дорогостоящего катализатора и оптимальном размере регенератора. Для этого понижают содержание коксогенных компонентов и металлорганических соединений в сырье.

Вакуумный газойль облагораживают с помощью каталитической гидроочистки. К этому процессу, в сравнении с каталитическим крекингом, не предъявляют такие требования по коксуемости сырья, но в отношении металлов, требования остаются аналогичными, так как металлы сырья одинаково необратимо дезактивируют как кислотные, так и металлические центры катализаторов.

Преимущества процесса предварительной гидроочистки сырья крекинга:

– Продукты каталитического крекинга содержат гораздо меньше сернистых и азотистых соединений, что позволяет удалить из технологической схемы процесс их облагораживания. Так же снижается содержание в газах регенерации оксидов серы, тем самым снижаются выбросы вредных газов в атмосферу.

– Снижается образование кокса в процессе каталитического крекинга за счет реакции частичного гидрокрекинга в процессе гидроочистки. Полициклические ароматические углеводороды и смолы сырья в результате реакции преобразуются в алкилароматические углеводороды с меньшим числом колец.

– При использовании гидроочищенного сырья увеличивается селективность реакций и качество продуктов. Снижается выход газойлей и кокса.

5.3 Химизм и механизм реакций каталитического крекинга

Применительно к каталитическому крекингу необходимо рассматривать не только химизм целевого процесса, но и сопровождающие его физико-химические явления:

- поступление сырья к поверхности катализатора (внешняя диффузия);
- диффузия (внутренняя) молекул сырья в поры катализатора;
- хемосорбция молекул сырья на активных центрах катализатора;

- химические реакции на катализаторе;
- десорбция продуктов крекинга и непрореагированного сырья с поверхности и диффузия из пор катализатора;
- удаление продуктов крекинга и непрореагированного сырья из зоны реакции.

Химические превращения крекируемого сырья осуществляются по карбений-ионному механизму посредством хемосорбции молекул углеводородов к поверхности катализатора, состоящего из слабоактивной крупнопористой матрицы из алюмосиликата и из активного компонента – цеолита.

Оба участника каталитической реакционной системы характеризуются неоднородностью по реакционной способности: неоднородность поверхности катализатора обусловливается наличием каталитических центров различной силы кислотности, следовательно, активности, а сырье крекинга неоднородно по молекулярной массе и химическому составу.

Каждый акт хемосорбции осуществляется обменом протоном между катализатором и реагентом, причем нет принципиальной разницы между протонами, отщепляемыми из цеолита или из алюмосиликата. Процесс хемосорбции может начаться с отрыва протона на одних центрах и закончиться с возвратом протона на другие центры катализатора. Следовательно, в каталитическом химическом процессе может иметь место миграция хемосорбированных молекул по поверхности катализатора. Каталитический процесс может осуществляться посредством точечной или мультиплетной (особенно реакции скелетной изомеризации) хемосорбции.

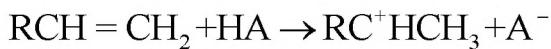
Более вероятно, что за один акт хемосорбции химическая реакция не завершается с образованием конечного продукта: она осуществляется многостадийно, то есть по цепному механизму, через образование и последующие превращения промежуточных веществ.

Поскольку поверхность цеолитов, имеющих поры малых размеров, недоступна для диффузии крупных молекул исходного сырья, первичные химические реакции, например крекинга или деалкилирования, должны протекать преимущественно на поверхности матрицы катализатора.

Химические превращения углеводородов крекируемого сырья, протекающие по карбений-ионному цепному механизму на поверхности ЦСК, можно представить в целом в следующей последовательности.

Первичные мономолекулярные реакции крекинга и деаликлирования (распад по С-С связи) высокомолекулярных молекул исходного сырья с образованием низкомолекулярных углеводородов. Первичные реакции распада могут осуществляться либо термически по радикально-цепному механизму, либо каталитически на апротонных (льюисовских) центрах алюмосиликатной матрицы ЦСК.

Вторичные бимолекулярные реакции углеводородов на поверхности цеолита с участием карбений-ионов, образующихся преимущественно присоединением протона к олефину (инициирование цепи):



Различие по реакционной способности образующихся карбкатионов обусловливает вероятные направления превращений и степень участия их в дальнейших реакциях. Установлено, что стабильность карбениевых ионов возрастает в ряду:



Третичный карбениевый ион является самым стабильным. Именно этим обусловлен высокий выход изопарафиновых углеводородов, особенно изобутана, при катализитическом крекинге.

Реакции развития цепи включают следующие наиболее характерные реакции карбениевых ионов: Распад С-С-связи, перенос гидридиона (Н-перенос), изомеризацию, циклизацию, дециклизацию, деалкилирование, аликилирование, полимеризацию, поликонденсацию и др.

Обрыв цепи превращений ионов происходит возвратом протона к поверхности катализатора или отнятие электрона от центров Льюиса.

На рисунке 2 приведены основные реакции процесса каталитического крекинга.



Рисунок 2 - Основные реакции процесса каталитического крекинга

5.4 Катализаторы реакций каталитического крекинга

Температура процесса от 500°C до 800°C в режиме интенсивного тепломассобмена в реакторе. Следовательно, катализатор должен быть не только термически стабильным, обладать высокой селективностью и активностью, но и быть легко регенерируемыми, механически устойчивыми и иметь низкую склонность к отравлению.

Катализаторы представляют собой сложные многокомпонентные системы, состоящие из матрицы (носителя), активного компонента (цеолиты с кислотными центрами) и вспомогательные активные добавки. Матрица выполняет функции не только носителя поверхности, на которой диспергируется цеолит и добавки, но и выполняет роль слабого кислотного центра, на котором проходит первичный предварительный крекинг нефтяного сырья. В качестве матрицы используются алюмосиликаты с высокой удельной поверхностью, оптимальной пористой структурой, обеспечивающей доступ для крупных размеров сырья. Подбирая размер пор, мы контролируем селективность крекинга. С помощью синтетических материалов можно контролировать размеры пор, тем самым регулировать параметры процесса. Аморфный алюмосиликат является основным катализатором до разработки цеолитсодержащих структур.

Активным компонентом катализатора является цеолит, который позволяет проводить вторичные процессы крекинга с образованием конечных продуктов. При крекинге неизбежно образуется кокс, в котором также концентрируются соединения серы, в результате чего происходит экранирование активных центров (забивание пор), что требует проведения регенерации. Регенерацию проводят горячим воздухом при температуре 650-700°C, температура регулируется за счет количества кислорода, подаваемого в смеси. Количество O₂ снижают в дутье, если кокс расплавляется в порах катализатора или расплавляется сам катализатор.

Вспомогательные добавки улучшают или придают свойства катализатору, которых изначально в нём не было. Так, матрица и активный компонент – цеолит, входящие в состав цеолитсодержащего катализатора (ЦСК) крекинга, обладают только кислотной активностью, в то время как для организации интенсивной регенерации закоксованного катализатора требуется наличие металлических центров, катализирующих реакции окислительно-восстановительного типа.

Для борьбы с неконтролируемым догоранием CO до CO₂ в регенераторе, вызывающем прогар оборудования на ЦСК наносят платину в малых концентрациях (< 0,1% мас.), так же увеличивается полнота сгорания кокса.

Для борьбы с дезактивирующим действием металлов применяют технологию подачи в сырьё специальных пассиваторов металлов, представляющих собой металлоорганические комплексы фосфора, олова, висмута или сурьмы. Пассивирующий агент вводят в сырье в виде водорастворимой добавки, и он переводит металл, осадившийся на

катализаторе в неактивное состояние в результате образования других соединений. Такой способ в разы снижает выход кокса и водорода, увеличивая выход бензина и производительность установки. Этот метод нашёл широкое применение на установках каталитического крекинга. Так же применяются ЦСК к твердой добавкой - ловушкой ванадия и никеля, содержащие Ca и Mg, адсорбирующие в десять раз больше металлов, чем сам катализатор.

В целом, к ЦСК каталитического крекинга предъявляют следующие требования:

- должен быть стоек к дезактивации металлами, так как нет металлических центров, поэтому металлы забивают поры кислотных центров, и не выжигаются при регенерации, постепенно накапливаясь;
- должен быть стоек к пару и повышенной температуре, так как вода вымывает кислотные центры с катализатора;
- должен давать маленький выход кокса и быть дешевым.

Из сопоставления качества продуктов каталитического крекинга и термического крекинга можно говорить о том, что более селективно каталитический крекинг протекает с образованием углеводородов C₃-C₄ в газах крекинга по сравнению с термокрекингом, где преимущественно образуются газы C₁-C₂.

Благодаря более интенсивному протеканию реакции изомеризации и ароматизации в продуктах каталитического крекинга содержится больше углеводородов изомерного строения, следовательно, октановые числа бензинов каталитического крекинга высокие. Большой вклад в увеличение октановых характеристик вносят ароматические углеводороды.

В процессе каталитического крекинга, благодаря реакциям переноса водорода практически полностью отсутствуют диолефины, являющиеся нежелательными, так как склонны к полимеризации. Каталитический крекинг позволяет получать бензин более химически стабильный по сравнению с термическим крекингом за счет частичного облагораживания продуктов водородом, который образуется при протекании реакций.

5.5 Влияние основных технологических параметров на конечные результаты процесса

– Температура в реакторе. Наиболее общий параметр, влияющий на выход бензина, октановое число и конверсию. Повышение температуры в реакторе увеличивает конверсию, выход кокса и повышает температуру в регенераторе. По результатам исследований установлено, что увеличивая температуру в реакторе на 10°C можно повысить октановое число (ОЧ) на 0,7-1,8 пунктов, однако, повышая октановое число бензина, снижается выход бензина и увеличивается выход сухого газа и, при повышении температуры в реакторе до 540°C значительно возрастает скорость вторичных реакций. Повышение температуры в реакторе в большей степени влияет на увеличение

октанового числа тяжелых бензинов, т.к. рост температуры в реакторе способствует в большей мере образованию олефинов в тяжелых бензинах.

– Температура ввода сырья в реактор. Определяется из теплового баланса реактора-регенератора и влияет на изменение кратности циркуляции катализатора. С увеличением температуры ввода сырья в реактор, температура в зоне выжига кокса регенератора увеличивается и понижается кратность циркуляции. Пониженная температура подогрева сырья увеличивает конверсию и снижает температуру регенератора. При пониженной температуре значительно увеличивается выход кокса и повышается циркуляция катализатора.

– Давление. Общее давление в системе является практически постоянным для данного типа установок. Повышение давления несколько ухудшает селективность крекинга и приводит к росту газо- и коксообразования.

– Кратность циркуляции катализатора. Изменением кратности циркуляции катализатора можно регулировать количество теплоты, вносимой в реактор, степень превращения сырья и закоксованности катализатора на выходе из реактора. Изменение скорости циркуляции катализатора оказывает двойное действие на регулирование коксообразования и выжиг кокса. Например, при циркуляции в системе 50 т/час катализатора и постоянной коксовой нагрузке, содержание кокса на катализаторе равно 1,5-1,6%, при циркуляции 60 т/час катализатора и при этой же коксовой нагрузке содержание кокса на катализаторе равно 1,2-1,3%, а при циркуляции 70 т/час - 1% кокса.

Снижение содержания кокса на катализаторе ведет к улучшению условий его выжига, т. к. в этих случаях основная масса кокса располагается в верхних периферийных слоях ЦСК, а заполнение коксом пор во внутренних слоях ЦСК меньше, а следовательно, диффузия кислорода в этих случаях лучше.

Работу реакторного блока по указанным соображениям желательно вести при большой циркуляции катализатора в системе, в то же время увеличение кратности циркуляции катализатора ведет к увеличению бензина, газа и кокса.

– Объемная скорость подачи сырья. Время контакта сырья и катализатора определяется объемной скоростью – отношением расхода жидкого сырья в м³/час, к объему катализатора занимающего реакционную зону. Чем выше объемная скорость, тем ниже степень превращения. Повышение объемной скорости может быть скомпенсировано более высокой активностью катализатора, а также ростом температуры. При равных температуре и активности катализатора уменьшение объемной скорости приводит к увеличению степени превращения.

– Циркуляция газойлевых фракций осуществляется с целью возврата катализаторного шлама, регулирования теплового режима работы реакторного блока и улучшения качества тяжелых фракций (270-420°C), используемых в качестве термогазойля – сырья для производства технического углерода.

5.6 Описание технологического процесса каталитического крекинга

Цель установки получение высокооктанового компонента бензина с октановым числом 92, сжиженных УВ газов, пропан пропиленовой фракции, бутан-бутыленовой фракции и компонента дизельного топлива легкого каталитического газоля.

Сырьем установки является гидроочищенный вакуумный газоль., который подается на прием сырьевых насосов, прокачивается через блок теплообменников, где нагревается за счёт продуктов установки до температуры 220°C и, направляется в печь, где нагревается до температуры 440°C. Далее поступает на реакторный блок в прямоточный реактор (райзер) в слой катализатора, который циркулирует по реакторному блоку.

Регенерированный катализатор из регенератора при температуре 650°C поступает по напорному стояку в нижнюю часть лифт реактора, где контактирует с каплями сырья, образовавшимися при прохождении сопла. В результате теплообмена катализатор частично охлаждается, а выделившееся тепло расходуется на нагрев и испарение сырья. При этом начинаются реакции каталитического крекинга на микросферическом циолитсодержащем алюмосиликатном катализаторе. Образовавшийся парогазовый поток транспортирует катализатор вверх по стволу лифт-реактора.

Для быстрого отделения катализатора от нефтепродуктов в верхней части лифт-реактора установлен баллистический сепаратор, позволяющий исключить нежелательную излишнюю глубину превращения сырья и уменьшить время его контакта с катализатором.

Пройдя баллистический сепаратор, катализатор поступает в десорбер, где отпаривается в противотоке с водяным паром. Десорбер секционирован каскадными перфорированными конусами, препятствующими созданию поршневого режима.

Далее смесь катализатора и продуктов реакции поступает в реактор. В реакторе установлены циклоны первой и второй ступени, они нужны для уменьшения уноса катализатора в ректификационную колонну. В циклонах первой ступени за счет центробежной силы катализатор прибивается к стенкам циклонов и спускается в нижнюю часть реактора. Продукты реакции, от которых отился катализатор в виде парогазовой смеси реакции уходят сверху реактора на блок НФЧ (нагревательно-фракционирующая часть) для дальнейшего разделения.

После десорбера катализатор через шиберную заслонку попадает в транспортную линию, куда подаётся воздух от воздуходувки для транспортировки катализатора в регенератор. В регенератор также подаётся воздух от воздуходувки для выжига кокса с поверхности катализатора. Температура в регенераторе 650°C. При высоких температурах в присутствии воздуха кокс самовоспламеняется. Дымовые газы, проходя циклоны первой и второй ступени идут в котел утилизатор для утилизации тепла и выработки пара давлением 15 атмосфер. А отбившийся катализатор спускается вниз

регенератора, после чего через шиберную задвижку подаётся на реакции с сырьем в райзер. Движение катализатора между реактором и регенератором происходит за счёт подачи воздуха от воздуходувки, а между регенератором и реактором за счёт перепада давления.

Продукты реакции в виде парогазовой смеси сверху реактора направляются в низ фракционирующей колонны, где происходит дальнейшее разделение. В кубе колонны остаются тяжелые каталитический газойль с температурой 350°C, откуда насосами часть выводится из колонны, а часть, пройдя блок теплообменников, в котором нагревает сырье, возвращается в колонну в качестве орошения для охлаждения колонны и улавливания катализатора, который приходит с продуктами реакции. Из средней части колонны выводится легкий каталитический газойль, который является компонентом дизельного топлива (ДТ). Пройдя через стрипинг, в который подаётся пар, отпаренный легкий каталитический газойль выводится с установки. Сверху фракционирующей колонны выводится сухой газ, ППФ, ББФ и бензин. Охлаждаются в аппаратах воздушного охлаждения (АВО), водяных охладителях и с температурой 30-45°C попадают в трехфазный сепаратор, где разделяются на воду, бензин и газ. Часть бензина возвращается в колонну, а основная часть подаётся на блок стабилизации бензина для отделения газа от бензина.

Сверху сепаратора смесь газов поступает на блок очистки в абсорбер для очистки от сероводорода. В верхнюю часть абсорбера подаётся метилдиэтаноламин (МДЭА), который улавливает сероводород и откачивается насосами на утилизацию. Очищенный от сероводорода газ направляется на прием газовых компрессоров и направляется на охлаждение и конденсацию жирного газа в АВО. Далее этот поток направляется в сепаратор, где сжиженный газ снизу через насосы направляется в колонну стабилизации 1, туда же направляется и газ сверху сепаратора, также туда приходит бензин с трехфазного сепаратора.

Сверху в колонну стабилизации 1 подаётся стабильный бензин установки стабилизации 3. Куб колонны подогревается за счёт установленных термосифонных кипятильников. Сверху колонны уходят сухой газ в заводскую сеть, снизу колонны стабилизации 1 уходит деэтанизированный бензин, в котором содержится ППФ и ББФ и направляется в колонну стабилизации 2, откуда снизу уходит депропанизованный бензин, а ППФ уходит сверху. Охлаждаясь в АВО, теплообменниках и пройдя сепаратор часть ППФ направляется в качестве орошения назад в колонну, а часть выводится с установки.

Депропанизованный и деэтанизированный бензин направляется в колонну стабилизации 3, откуда ББФ уходит сверху, охлаждаясь в АВО, теплообменниках и пройдя сепаратор, часть ББФ направляется в качестве орошения в колонну, а часть выводится с установки. Снизу колонны стабилизации 3 выводится товарный бензин с октановым числом 92 по исследовательскому методу.

5.7 Характеристика продуктов процесса и их применение

Продуктами процесса каталитического крекинга являются углеводородные газы , их выход составляет 20-30% масс. на сырье, высокооктановая фракция бензина с выходом до 50 % масс. на сырье, легкий и тяжелый газойли с выходом до 20% масс. на сырье и кокс на катализаторе в количестве 2,5-6 % масс. на сырье.

Углеводородные газы каталитического крекинга содержат 75-80% масс. смеси пропан-пропиленовой, бутан-бутиленовой и пентан-амиленовой. фракций. Вследствие высокого содержания олефинов и изо-парафинов, примерно 65 % газов каталитического крекинга являются ценным сырьем для получения высокооктановых изомерных продуктов: алкилата, МТБЭ и нефтехимических процессов,

Бензин каталитического крекинга фракция. н.к – 200°C имеет плотность 0,75-0,77, октановое число по исследовательскому методу от 87 до 93, используется как компонент авиационного и автомобильного бензина. По химическому составу бензин каталитического крекинга отличается от прямогонных бензинов и бензинов термических процессов. В нем содержится 8-15 % масс. непредельных углеводородов и от 20 до 40% масс. ароматических углеводородов. Непредельные и парaffиновые углеводороды не менее чем на две трети состоят из углеводородов изостроения. Наличие непредельных углеводородов в бензиновой фракции приводит к уменьшению химической и термоокислительной стабильности бензина.

Легкий газойль фракция 195-350°C является компонентом дизельного и газотурбинного топлива, имеет плотность 0,89-0,94 и состоит на 40% и выше из ароматических соединений. Цетановое число колеблется в пределах 30-40.

Легкий газойль с высоким цетановым числом используется как компонент дизельного топлива, с низким цетановым числом – как разбавитель гудрона. И бензин, и легкий газойль, полученные из сернистого сырья нуждаются в очистке от серы.

Высокое содержание ароматических углеводородов полициклического строения делает газойли каталитического крекинга ценным источником получения индивидуальных ароматических углеводородов (нафталина и фенантрена), одновременно фракцию 280-420°C (фракция имеет плотность 0,96-0,99, коксуюемость по Конрадсону не более 0,1 % масс.,) применяют для выделения из нее высокоароматизированного концентрата - сырья для производства сажи. Для этой цели применяют селективный растворитель-фурфурол, разделяя фракцию 280-420°C на деароматизированный рафинат, направляемый в дизельное топливо и экстракт, который и является сырьем для производства сажи.

Тяжелый газойль (фракция >350°C или >420°C) остаточный жидкий продукт каталитического крекинга - используется как компонент топочного мазута или в качестве сырья установок коксования, назначение которых производство кокса и дистиллятных продуктов. Содержание серы в нем выше,

7 Строительные решения

7.1 Выбор района строительства

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

Российская нефтепереработка нуждается в существенной модернизации, предусматривающей реконструкцию действующих предприятий, а также в строительстве новых высокотехнологичных региональных НПЗ. Исходя из принципа минимизации затрат на производство, транспортировку, хранение и реализацию нефтепродуктов, нефтеперерабатывающие предприятия целесообразно размещать в регионах с высокой потребностью в нефтепродуктах.

На основании вышесказанного проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному профилю планируется разместить в Самарской области, в промышленной зоне города Самара . Появление нового объекта значительно увеличит инвестиционную привлекательность Самары, позволит всей добавленной стоимости оставаться на территории города, что дает огромные перспективы и создает совершенно иную экономику. Близкое расположение магистрального нефтепровода, наличие крупной водной артерии – реки Волга позволит значительно сократить затраты на поставку сырой нефти и экспорт готовой продукции. Достоинствами расположения проектируемого НПЗ также являются:

- наличие железной дороги и автомагистрали;
- наличие вблизи точки размещения НПЗ газопроводов;
- близкое расположение сети электроснабжения;
- наличие трудовых ресурсов и Самарского государственного технологического университета для подготовки квалифицированных кадров.

7.2 Объемно-планировочные решения зданий и сооружений

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

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

Габариты зданий в плане, их высота до низа несущих конструкций покрытия приняты с учетом функционального назначения, размещения в них технологического оборудования, прокладки инженерных коммуникаций.

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

Для одноэтажных промышленных зданий более целесообразна каркасная схема, при которой все нагрузки, возникающие в здании, воспринимает его несущий остов (каркас), образуемый вертикальными элементами (колоннами), на которые опираются конструкции покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты. Фундамент здания принимаем в зависимости от характера действующих на фундамент усилий, несущей способности и глубины промерзания грунтов.

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

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

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

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

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

- пароизоляция;
- полужесткие минераловатные плиты;
- стяжку из цементного раствора;
- три слоя рубероида на битумной мастике;

– гравий, втопленный в мастику.

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

Полы имеют покрытия из мозаичной плитки на цементном растворе, который является стяжкой. Покрытие укладывается по бетонному основанию. Бетон – на уклонный грунт. Полы в помещении в насосной покрыты материалом, не создающим разрядов статического электричества - асфальтобетоном с наполнителем из известняка.

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

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

7.3 Размещение оборудования

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

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

Всё технологическое оборудование (реактора, теплообменники, колонны, сепараторы, и т.д.) расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами. Фундаменты укреплены сваями и оборудованы закладными болтами для крепления колонн. Высокогабаритную колонную аппаратуру располагаем на собственных фундаментах вблизи этажерок, а служебные площадки для обслуживания крепим к корпусу технологических колонн. Элементы площадок обслуживания технологического оборудования разработаны из металлоконструкций. По технике безопасности предусмотрено перильное ограждение площадок обслуживания высотой 1250 мм.

Компоновку технологического оборудования выполняем исходя из следующих условий:

- ширина основных проходов по фронту обслуживания предусматриваем 2 м;
- возможность проезда транспорта для ремонта оборудования;
- металлические лестницы к площадкам по высоте колонн и реакторов выполнены шириной 0,9 м. Минимальные расстояния для проходов определены между наиболее выступающими деталями оборудования, а также с учётом устройства для него фундаментов, изоляции, ограждения.

8 Генеральный план и транспорт

При разработке генерального плана учитывается следующие основные требования:

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

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту планируется разместить в производственной зоне г. Самара, Самарской области.

Климат региона строительства – умеренно континентальный, характеризующийся стабильно жарким летом, стабильно морозной зимой и малым количеством осадков. Среднегодовая температура +5,7 °C, среднегодовая скорость ветра – 3,3 м/с, среднегодовая влажность воздуха – 75 %. Господствующее направление ветра – восточное.

Генеральный план представлен на графическом листе 1.

8.1 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 легковоспламеняющиеся и горючих жидкостей, насосные и железнодорожные эстакады, предназначенные для приема сырья и отгрузки товарной продукции.

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

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

8.2 Присоединение установки к инженерным сетям

По территории НПЗ проложено значительное число трубопроводов и инженерных сетей (линий электропередачи, сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и контрольно-измерительных приборов). 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.

8.3 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 ливнестоков (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.

8.4 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.

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.

8.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

Зеленные насаждения на территории НПЗ состоят из деревьев, кустарников высотой 1-1,5метра, газонов, клумб. Деревья и кустарники высажены в районе завоудования, 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^2 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.

9 Безопасность и экологичность проекта

В последние годы вопросы безопасности труда и экологии приобрели большое значение, так как все технологические процессы в нефтеперерабатывающей промышленности связаны с наличием целого ряда вредных и опасных производственных факторов.

Создание безопасных условий труда – важнейшая часть организации производственных процессов. Это подразумевает устранение возможности производственного травматизма и профессиональных заболеваний, создание оптимальных условий труда и сохранение здоровья работников. Именно по этим причинам большое внимание уделяется научной организации труда, автоматизации производственных процессов, разработке норм и правил проведения работ с учетом требований безопасности.

С целью уменьшения влияния различных негативных факторов техногенного, природного, экологического характера необходимо на стадии проектирования строительства обеспечить устойчивость промышленных объектов к воздействию негативных факторов.

Безопасность производства и экологическая безопасность должны соблюдаться при всех видах работ, связанных с эксплуатацией и ремонтом оборудования. Несоблюдение требований безопасности может привести к производственным травмам, а нарушение норм экологической безопасности – к загрязнению окружающей среды.

9.1 Характеристика опасных факторов производства

Наиболее опасными операциями на установке являются:

- прогрев паропроводов и приём пара;
- розжиг горелок печей;
- отбор проб вредных и горючих жидкостей и газов, а также растворов щелочи;
- дренирование подтоварных вод;
- проведение ремонтных работ на аппаратах, коммуникациях, в которых перерабатываются, транспортируются или хранятся горючие и вредные жидкости и газы.

Исходя из технологии и мощности производства, на установке применяется крупногабаритное специальное оборудование большой вместимости, в том числе печи, колонное и теплообменное оборудование, высокопроизводительные насосы и компрессоры, электродвигатели повышенной мощности.

Поэтому при возникновении аварийной ситуации в окружающую среду может попасть большое количество жидких и газообразных нефтепродуктов.

Газоопасные и пожароопасные концентрации могут возникнуть в процессе эксплуатации в результате разгерметизации оборудования и трубопроводов, а также при подготовке их к ремонту.

Процессы, входящие в состав установки, характеризуются:

- применением открытого огня для нагрева сырья в трубчатых печах;
- высокотемпературными технологиями;
- высоким давлением при проведении гидроочистки вакуумного дистиллята и фракционирования продуктов крекинга;
- пожароопасностью получаемых на установке жидких и газообразных продуктов (бензин, дизельное топливо, пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовые фракции, сероводород);
- применением и получением водяного пара $P=1,2 \text{ МПа}$ (12 кгс/см^2).

Сырье и продукты, получаемые и используемые в технологическом процессе, являются взрывопожароопасными и токсичными веществами. Условия безопасного ведения технологического процесса связаны с рядом специфических особенностей, обусловленных наличием в аппаратуре установки продуктов и реагентов, находящихся при температурах процесса в жидком и газообразном состояниях.

При нарушении режима нормальной эксплуатации, герметичности аппаратуры, трубопроводов, при несоблюдении персоналом установленных норм технологического режима и правил техники безопасности, а также в определенных ситуациях на установке может создаться обстановка, в которой могут иметь место взрывы, пожары, отравления, химические и термические ожоги, поражения электрическим током.

При нарушениях герметичности аппаратуры и трубопроводов, пропусках уплотнений насосов и арматуры, компрессорного оборудования наружу выбрасываются вещества, которые могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси и являться источником загазованности помещений и территории установки.

Другие продукты, находящиеся в аппаратуре, при нарушении герметичности блоков и выходе наружу могут при определенных условиях загореться. На установке применяется электрический ток высокого напряжения. Электродвигатели на установке работают под напряжением 380В и 6кВ. При нормальной работе систем блокировки и сигнализации на электродвигателях, при наличии заземления на электродвигателях и пусковой электроаппаратуре, а также при соблюдении персоналом установки установленных правил электробезопасности, никаких травм от поражения электрическим током на установке произойти не может. Однако при нарушении одного из этих условий может произойти травмирование персонала электротоком, вызывающее тяжелые ожоги и поражения нервной системы.

Процесс относится к вредным для здоровья обслуживающего персонала, так как связан с переработкой углеводородного сырья, где в результате процесса образуется компонент бензина, дизельного и котельного топлива, пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции, сероводород, обладающие при повышенной концентрации сильными отравляющими свойствами. Кроме этого, в производстве используются в качестве реагентов токсичные вещества

1, 2 класса опасности: щелочь,monoэтаноламин и аммиак, который относится к раздражающим веществам.

Ввиду того, что процесс протекает в закрытом оборудовании, вредное воздействие указанных веществ возможно при аварийных ситуациях, пропусках.

Компоновка технологического оборудования обусловлена ее многоярусностью. Поэтому для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки с исправным ограждением, а трубопроводы низкой прокладки имеют переходные мостики.

Подкоксовывание, изменение структуры металла труб, перегары футеровочных материалов приводит к периодической остановке печного и реакторного оборудования для ремонта, что, в свою очередь, вызывает необходимость принятия специальных мер безопасности по подготовке, ремонту и вводу в эксплуатацию отдельных агрегатов.

С точки зрения повышенной загазованности, пожарной опасности, образования взрывоопасных смесей наиболее опасными местами на установке являются:

- водородная компрессорная;
- реакторный блок гидроочистки;
- блок очистки МЭА;
- реакторный блок каталитического крекинга;
- насосные блоки гидроочистки, каталитического крекинга, абсорбции, стабилизации и газофракционирования;
- воздушно-газовая компрессорная;
- открытые этажерки с установленным технологическим оборудованием;
- надземные, полуподземные и подземные лотки, колодцы, приемки и другие заглубленные места.

С точки зрения возможности поражения электрическим током наиболее опасными местами являются электродвигатели и электропусковая аппаратура (при нарушении контура заземления).

Анализ технологического процесса и опыта известных аварий на подобных установках позволяет утверждать, что при эксплуатации установки не исключена возможность потери герметичности системы по причине нарушения параметров процесса или прочностных характеристик оборудования и, как следствие, выброса сред, взрыв которых может привести к дальнейшему развитию аварии.

9.2 Способы и необходимые средства пожаротушения

Противопожарный водопровод. Для противопожарной защиты технологической установки предусмотрена система противопожарного водопровода с расходом воды 170 л/сек. и 50 л/сек. – на передвижную технику. К этой системе подключены:

- лафетные стволы (12шт.) - для тушения и орошения оборудования и трубопроводов, расположенных на открытых площадках;
- водяная оросительная система колонных аппаратов, реакторного блока, блока печей и реакторов.
- в помещениях компрессорной и насосной установлены пожарные краны. На сети противопожарного водопровода предусмотрены гидранты.

Пожаротушение (система паротушения). Система паротушения снабжена стояками, установленными во всех пожароопасных местах. Вся система паротушения сухотрубная. Подача пара осуществляется от пожарных гребенок, расположенных в безопасных местах. Печи снабжены системой паротушения с дистанционным и автоматическим управлением с предварительным оповещением обслуживающего персонала в случае аварии.

Первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые типа ОП-10 и углекислотные ОУ-5, которые устанавливаются вблизи мест, где возможно возникновение пожара.
- песок, войлок, асbestosвое полотно, кошма.

Размещение ящиков с песком и лопатами, войлока, asbestosовых полотен предусматривается в непосредственной близости от пожароопасных мест.

Кроме того, в компрессорном зале, в здании операторной, у печного блока и у реакторного блока установлены автоматические и ручные извещатели возникновения пожара.

Так как все технологическое оборудование герметично, то на производстве при нормальной работе отсутствуют признаки опасности возникновения пожара или взрыва. Только при нарушении герметичности оборудования и трубопроводов может появиться опасность возникновения пожара или взрыва. Весь технологический процесс автоматизирован, применена система блокировок при превышении допустимых пределов производственного процесса.

При аварийной остановке немедленно прекращается подача сырья и топлива и в течение 15 мин. установка останавливается, автоматически продувается от горючих веществ со сбросом их в атмосферу или в заводскую факельную систему с заполнением системы азотом. На установке имеется автоматическое включение паровой завесы печи с блокировкой, запрещающей подачу пара без предварительного звукового сигнала (30 сек.), для возможности эвакуации персонала из зоны паровой защиты.

Для принятия мер при возникновении пожара во всех отделениях установки предусмотрены ручные и автоматические извещатели.

9.3 Охрана окружающей среды

Современные технологические процессы нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленностей сопровождаются выбросами в атмосферу и водоемы значительных количеств производственных отходов, загрязняющих

воздух и воду. Всякий выброс вещества в окружающую среду является по существу невозвратной потерей.

Справедливо утверждают, что в промышленности принципиально не может быть отходов: любые отходы могут и должны стать сырьем для получения других продуктов, а не выбрасывать в атмосферу или водоемы. Такие выбросы приносят большой вред населению, сельскому хозяйству, растительности и животному миру. Поэтому принципиальное направление охраны природы от промышленных выбросов заключается в создании так называемых безотходных или малоотходных технологических процессов, при которых вредные выбросы отсутствуют или являются небольшими. Те отходы, для которых ещё не найдены пути использования, подвергают такой степени очистки, чтобы при их выбросе не нарушались установленные санитарные нормы. При эксплуатации технологического оборудования и очистки сооружений ведут процесс так, чтобы максимально снизить количество и концентрацию выбросов.

При переработке нефти возможно загрязнение атмосферного воздуха и водоемов вредными выбросами. Для предотвращения загрязнений природы продуктами переработки нефти осуществляется комплекс мероприятий, существенно влияющих на технологию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведённой работы были определены актуальные направления развития нефтеперерабатывающей отрасли. Углубление переработки нефти за счет вторичных процессов, в частности процесса каталитического крекинга, удовлетворяет современным тенденциям, и входит в программу развития ТЭК России до 2030 года. Исходя из характеристик Новозапрудненской нефти, для её переработки был выбран завод топливного варианта с глубокой переработкой. В основу работы легла разработка проекта установки каталитического крекинга производительностью 1,2 млн. тонн в год по гидроочищенному сырью. Для этого были произведены расчеты основных размеров оборудования установки, а именно реакторно-регенераторного блока. Так же приняты и получены в результате расчётов основные технологические параметры процесса. Придерживаясь концепции максимально эффективного использования сырья, был составлен материальный баланс предприятия, учитывающий взаимосвязь всех установок.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

- АКМ – алюмокобальтомолибденовый;
- АВО – аппарат воздушного охлаждения;
- АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка;
- ББФ – бутан-бутиленовая фракция;
- ВСГ – водородосодержащий газ;
- ГЖ – горючая жидкость;
- ГФУ - газофракционирующая установка;
- ДТ – дизельное топливо;
- ИТК – истинная температура кипения;
- ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;
- МДЭА – метилдиэтаноламин;
- МТБЭ – метил-трет-бутиловый эфир;
- МЭА –monoэтаноламин;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- НФЧ – нагревательно-фракционирующая часть;
- ОЧ – октановое число;
- ППФ – пропан-пропиленовая фракция;
- THO – тяжелые нефтяные остатки;
- УВ – углеводороды;
- УЗК – установка замедленного коксования;
- ЦСК – цеолитсодержащий катализатор;
- ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Справочник Нефти СССР т.2: науч. сборник / под ред. Н. Н. Базарова.- Москва : Химия, 1972. - 392 с.
- 2 Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. / С.А Ахметов Москва.: Химия, 2002.-672 с.
- 3 Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие / С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов; Под ред. С. А. Ахметова. – Санкт-Петербург.: Недра, 2006. – 868 с.
- 4 Каталитический крекинг. Технологический расчет установки с реактором лифтного типа / Чернышева Е.А., Кожевникова Ю.В., Садулаева А.С., Козлов А.Н., Иноземцев К.А.– Москва:РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002, - 73 с.
- 5 Кузнецov, А.А. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности / А.А. Кузнецов, С.М. Кагерманов, Е.Н. Судаков. - 2е изд., Ленинград, Химия,1974г, 342 с.
- 6 Сарданашвили, А.Г. Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа, Москва: Химия, 1980г, 272 с.
- 7 Дубовкин, Н.Ф. Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания . Москва, Госэнергоиздат, 1962г., 228с.
- 8 Суханов, В.П. Каталитические процессы в нефтепереработке. Москва, Гостоптехиздат, 1963, 272с.
- 9 Бондаренко, Б.И. Установки каталитического крекинга. Москва,1959, 304с.
- 10 Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию / Г. С. Борисов, В. П. Брыков, Ю. И. Дытнерский и др. Под ред. Дытнерского Ю. И., 3-е изд., стереотипное.- Москва: ООО ИД «Альянс», 20087.-469 с.
- 11 Бондаренко В.И Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. / Под редакцией В.И. Бондаренко- Москва: Химия,1983. -128 с.
- 12 Вукалович, М. П. Теплофизические свойства воды и водяного пара. / М. П. Вукалович -Москва: Машиностроение, 1967.-160 с.
- 13 Рудин, М. Г. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: учеб. пособие / М. Г. Рудин, Г. Ф. Смирнов. – Ленинград : Химия, 1984. - 256 с.
- 14 Справочник нефтепереработчика: Справочник/Под ред. Г. А. Ластовкина, Е. Д. Радченко и М. Г. Рудина.-Ленинград: Химия, 1986.-648 с.
- 15 Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов/ М.Г. Рудин, Г.Ф. Смирнов.- Ленинград.: Химия, 1984.-256 с.
- 16 Левинбук М. И. Основные направления модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России с учетом тенденций развития мировых рынков нефтепродуктов : учебное пособие / М. И. Левинбук, В. А. Винокуров, А. В. Боридачева. – Москва: НАКС Пресс, 2008. – 92с