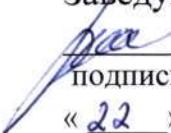


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись
В. П. Твердохлебов
«22 » 06 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»
Проект установки гидродепарафинизации НПЗ производительностью
1,8 млн. тонн в год

Научный руководитель


подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

Выпускник


подпись, дата

Я. А. Луценко

Консультант по
технологической части


подпись, дата

Р. А. Ваганов

Нормоконтролер


подпись, дата

доцент, кан. хим. наук Ф. А. Бурюкин

Красноярск 2016

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

Институт Нефти и Газа

Кафедра Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
П. П. Твердохлебов
и подпись
«10» 05 2016г.

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

Студенту Луценко Яне Александровне

Группа НБ 12-09 Направление (специальность) 18.03.01

Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Тема выпускной квалификационной работы: «Проект установки гидродепарафинизации НПЗ производительностью 1,8 млн. тонн в год»

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

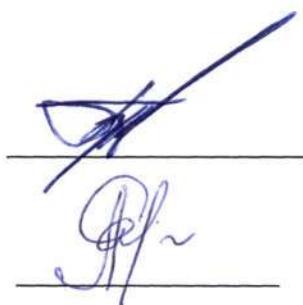
Руководитель ВКР Ф. А. Бурюкин, к.х.н., доцент кафедры ХТПЭиУМ

Исходные данные для ВКР Данные по физико-химическим свойствам Дерюжовской нефти, производительность установки гидродепарафинизации, учебная литература, методические пособия.

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

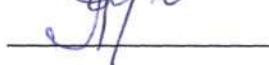
Перечень графического материала Представлено 4 графических листа формата А1.

Руководитель ВКР



Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению



Я. А. Луценко

« 10 » 05 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект установки гидродепарафинизации НПЗ производительностью 1,8 млн. тонн в год» содержит 58 страниц текстового документа, 1 приложение, 15 использованных источников, 4 листа графического материала.

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

Графические листы содержат: технологическую схему установки гидродепарафинизации, 1 лист; реактор установки гидродепарафинизации, 1 лист; генеральный план НПЗ, 1 лист; основные способы получения зимних марок дизельного топлива, 1 лист.

В результате проделанной работы разработан проект установки гидродепарафинизации производительностью 1,8 млн. тонн в год нефти.

Спроектированная установка гидродепарафинизации скомбинирована с установкой гидроочистки. Процесс гидродепарафинизации улучшает показатели текучести путем избирательного крекирования длинноцепочных нормальных и близких к нормальным парафинам. В то же время, происходит глубокая гидроочистка керосина и дизельного топлива с удалением серы и азота, а также насыщение ароматических соединений. Все эти факторы позволяют обеспечить выход зимнего дизельного топлива с оптимальными низкотемпературными свойствами и содержанием сернистых соединений.

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.....	8
2.3 Материальный баланс предприятия.....	9
2.3.1 Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти	9
2.3.2 Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти	15
2.4 Характеристика установок по переработке нефти	16
2.4.1 Электрообессоливающая установка.....	16
2.4.2 Установка атмосферно-вакуумной перегонки	17
2.4.3 Установка риформинга.....	18
2.4.4 Установка гидроочистки	19
2.4.5 Установка депарафинизации	19
2.4.6 Газофракционирующая установка	20
2.4.7 Установка изомеризации.....	20
2.4.8 Установка производства битумов	21
2.4.9 Установки гидрокрекинга и каталитического крекинга	22
2.4.10 Установка коксования	23
2.4.11 Установка производства серы.....	24
2.5 Описание технологического процесса.....	24
2.5.1 Описание технологического процесса.....	24
2.5.2 Влияние основных технологических параметров на конечные результаты процесса.....	25
2.5.3 Технологическая схема гидродепарафинизации	26
2.6 Расчет реакторов гидроочистки и гидродепарафинизации	28
2.6.1 Исходные данные	28
2.6.2.1 Химический расход водорода.....	29
2.6.2.2 Физический расход водорода	30
2.6.3 Выход продуктов глубокой гидроочистки сырья	31
2.6.4 Тепловой баланс реактора глубокой гидроочистки	32
2.6.5 Определение основных размеров реактора гидроочистки	36
2.6.6 Расчёты реактора гидродепарафинизации	38
2.6.6.1 Расчет размеров реактора гидродепарафинизации	38
2.7 Расчет теплообменников	39
3 Строительные решения.....	41
3.1 Выбор района строительства	41
3.2 Объемно–планировочные решения.....	41
3.3 Размещение основного оборудования	42
4 Генеральный план и транспорт.....	43

4.1 Характеристика района и промплощадки предприятия	43
4.2 Размещение цеха на генеральном плане.....	44
4.3 Присоединение цеха к инженерным сетям	44
4.3.1 Электроснабжение	44
4.3.2 Водоснабжение.....	45
4.4 Транспорт.....	45
4.5 Благоустройство и озеленение территории.....	46
5 Безопасность и экологичность проекта	46
5.1 Безопасность проекта.....	46
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	47
5.1.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда.....	49
5.1.3 Производственная санитария и гигиена труда.....	49
5.1.3.1 Защита от шума и вибрации.....	49
5.1.3.2 Средства индивидуальной защиты работников.....	50
5.1.3.3 Освещение на установке	50
5.1.3.4 Требования к производственной вентиляции	51
5.1.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	51
5.1.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	51
5.1.6 Противопожарные мероприятия	52
5.2 Экологичность проекта	53
Заключение	55
Список сокращений	56
Список использованных источников	57
Приложение А. Поточная схема нефтеперерабатывающего завода.....	58
Графический лист 1	
Графический лист 2	
Графический лист 3	
Графический лист 4	

ВВЕДЕНИЕ

Среди полезных ископаемых нефть известна как горючее с наивысшей теплотой сгорания, т.к. в ней содержится наибольшее количество водорода. Из компонентов горючих ископаемых водород обладает самой высокой теплотой сгорания. Из нефти производится широкий спектр разнообразных нефтепродуктов: топлив, масел и различных химических веществ.

В настоящее время в среднем глубина переработки нефти по отрасли составляет 72 %, что обуславливает производство нефтепродуктов низкого качества (автобензин и дизельное топливо), что наряду с высокими транспортными расходами, обусловленными большим расстоянием НПЗ от экспортных терминалов, существенно сокращает экспортный потенциал отечественных нефтепродуктов. В этих условиях ключевыми задачами развития нефтеперерабатывающей промышленности является коренная реконструкция и модернизация НПЗ с опережающим строительством мощностей по углублению - переработки нефти, улучшение качества автомобильных бензинов по октановому числу и содержанию бензола, снижение содержания серы в дизельном топливе и так далее, т. е. повышение качества готовой продукции до мировых стандартов. Развитие производства дизтоплива связано со стремлением улучшить основные эксплуатационные свойства топлива: воспламеняемость дизельного топлива, оцениваемую цетановым числом и низкотемпературные свойства.

Показатели текучести при низких температурах сильно зависят от концентрации нормальных и близких к нормальным парафинам в компонентах топлив. При повышении концентрации парафинов в углеводородном сырье температуры его застывания, помутнения и кристаллизации возрастают. Температурные показатели текучести ухудшаются с увеличением молекулярной массы (длины цепей) парафинов. Процесс гидродепарафинизации улучшает эти показатели путем избирательного крекирования длинноцепочных нормальных и близких к нормальным парафинам. В то же время, происходит глубокая гидроочистка керосина и дизельного топлива с удалением серы и азота, а также насыщение ароматических соединений.

В дипломном проекте разработана технологическая схема переработки нефти Дерюжовского месторождения с производительностью по установке гидродепарафинизации 1,8 млн. т/год.

1 Технико-экономическое обоснование

Как подтвердил экономический анализ рентабельнее транспортировать сырье (нефть) к месту концентрированного потребления нефтепродуктов, чем перевозить нефтепродукты с заводов, расположенных вблизи промыслов. Поэтому нефтеперерабатывающий завод располагаем непосредственно в районах с высокой плотностью потребления нефтепродуктов. Челябинская область - это развитая промышленная зона, нуждающаяся в нефтепродуктах. Село Вознесенка находится в 60 км севернее от областного центра – Челябинска. Около села Вознесенка расположена железнодорожная ветка. Автомобильные дороги областного и федерального значения удобно связывают село с населёнными пунктами Челябинской области, а также с соседними областями, такими как Свердловская и Курганская. Основное назначение проектируемого НПЗ - обеспечение продуктами НПЗ не только Челябинской области, но и прилегающих к ней территорий чему способствует развитая транспортная инфраструктура области.

В непосредственной близости от города Челябинска проходит магистральный трубопровод Западно-Сибирской системы.

Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая установка гидродепарафинизации, является предприятием топливного направления, перерабатывающий Дерюжовскую нефть. По плотности данная нефть является тяжелой. Она характеризуется достаточно большим содержанием сернокислотных и силикагелевых смол и значительным содержанием твердых парафинов.

С каждым годом возрастают требования к качеству топлив. Одним из основных требований к нефтепродуктам является их подвижность при низких температурах. Потеря подвижности топлив объясняется способностью твердых углеводородов (парафинов и церезинов) при понижении температуры кристаллизоваться из растворов нефтяных фракций, образуя структурированную систему, связывающую жидкую фазу. Для получения нефтяных топлив с низкой температурой застывания в технологию их производства включен процесс гидродепарафинизации, цель которого удаление твердых углеводородов. В то же время твердые углеводороды, нежелательные в топливах, являются ценным сырьем для производства парафинов, церезинов и продуктов на их основе, находящих широкое применение.

Резюмируя выше сказанное, можно сделать вывод о том, что данный проект является эффективным как с технической точки зрения, так и с экономической.

2 Технологические решения

2.1 Характеристика исходной нефти

Общая физико-химическая характеристика Дерюжовской нефти отражена в таблице 1, а потенциальное содержание (в вес. %) фракций в таблице 2.

Таблица 1- Общая физико-химическая характеристика нефти

Наименование показателей	Значение
Плотность при 20°C кг/м ³	860,2
Кинематическая вязкость	
20 °C	19,3
50 °C	7,90
Парафин -содержание, %	4,7
Температура застывания	
С термообработкой, °C	-20
Без термообработки, °C	-2
Содержание, % масс	
-общей серы	2,20
-смолы сернокислотные	34,0
-силикагелевых смол	5,50
-асфальтенов	1,78
-азота	0,15
Концентрация хлористых солей, мг/л	225
Коксуемость, % масс	7,73
Шифр нефти	3, T ₁

Таблица 2- Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в Дерюжовской нефти

Отгоняется до температуры, °C	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °C	Выход на нефть, %
1	2	3	4
28(газ до C ₄)	2,6	240	31,1
60	6,6	250	32,6
62	6,9	260	35,1
85	8,6	270	36,6
95	9,6	280	38,1
100	10,1	290	39,4
105	10,5	300	40,4
110	10,8	310	43,1
120	12,1	320	45,1
122	12,4	330	47,1
130	13,6	340	48,6
140	15,1	350	49,6
145	15,8	360	51,6
150	16,6	370	53,8
160	18,1	380	56,6
170	20,1	390	57,6
180	21,6	400	58,4
190	23,7	410	61,1
200	25,1	420	62,7

210	26,6	430	65,1
220	28,1	440	67,1

Окончание таблицы 2

1	2	3	4
230	29,6	450	69,2
		остаток	30,8

2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

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

В настоящее время разработаны процессы, позволяющие получать основные сорта нефтепродуктов высокого качества, практически из любой нефти. На данный момент следует учитывать также и состояние экономики в стране в целом и в конкретном регионе в частности.

Эти факторы являются основополагающими при проектировании схемы НПЗ.

Ни один завод не может вырабатывать всю номенклатуру необходимых нефтепродуктов. Современные производства ориентируются на максимальную производительность.

Одна из классификаций нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) включает пять типов:

- топливный с неглубокой переработкой нефти;
- топливный с глубокой переработкой нефти;
- топливно-нефтехимический с глубокой переработкой нефти и производством нефтехимической продукции;
- топливно-масляный;
- энергонефтехимический.

На заводах первых двух типов вырабатывают различные виды топлива. При неглубокой переработке из нефти получают до 35% светлых нефтепродуктов. При глубокой переработке соотношение обратное. Это достигается применением вторичных методов переработки.

На заводах третьего типа помимо топлив вырабатываются нефтехимические продукты. В качестве сырья используют либо газы, либо бензиновые и керосино-дизельные фракции первичной переработки нефти.

На заводах топливно-масляного типа наряду с топливами вырабатывают широкий ассортимент масел, парафины, битум и др.

Заводы энергонефтехимического типа строят возле ТЭЦ большой мощности. На таких заводах получают фракции светлых нефтепродуктов для нефтехимического производства, а образующийся мазут направляют на ТЭЦ в качестве топлива[2].

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

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

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

– в общем случае считается, что если НПЗ должен производить большое количество автобензина, то в его состав включают установки каталитического риформинга, каталитической изомеризации. Эти процессы позволяют значительно увеличить отбор высокооктановых бензинов, не нарушая экологических норм.

– для обеспечения требуемого давления насыщенных паров автобензинов к ним добавляют бутаны. Учитывая ценность изобутана, необходимо предусматривать разделение суммарной бутановой фракции на нормальный компонент и изокомпонент с тем, чтобы не направлять в бензин изобутан[3].

На основании всего выше сказанного выбираем топливный вариант с глубокой переработкой нефти.

Вся поточная схема НПЗ представлена в приложении А.

2.3 Материальный баланс предприятия

2.3.1 Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти

Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода по топливному варианту с глубокой переработкой Дерюжковской нефти представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Материальный баланс НПЗ по топливному варианту переработки.

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	Млн тонн/год
1	2	3	4
1 Обессоливание нефти			
Поступило:			
Нефть сырая	101,0	101,0	18,0000
Получено:			
Нефть обессоленная	100,0	100,0	17,8218
Вода и соли	1,0	1,0	0,1782
Всего:	101,0	101,0	18,0000
2 Атмосферно-вакуумная перегонка			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100,0	100,0	17,8218

Получено: Газ и головка стабилизации	2,6	2,6	0,4634
---	-----	-----	--------

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Фракция н.к.-62°C	4,3	4,3	0,7663
62-85°C	1,7	1,7	0,3030
85-105°C	1,9	1,9	0,3386
105-140°C	4,6	4,6	0,8198
140-180°C	6,5	6,5	1,1584
180-230°C	8	8	1,4257
230-350°C	20	20	3,5644
350-450°C	19,6	19,6	3,4931
Гудрон	30,1	30,1	5,3644
Потери	0,7	0,7	0,1248
Всего:	100	100	17,8218
3 Кат. риформинг и экстракция Ар. УВ			
Поступило:			
Фракция 62-85°C	65,4	1,7	0,3030
85-105°C	34,6	0,9	0,1604
Всего:	100,00	2,6	0,4634
Получено:			
Фракция нк-58°C	3,0	0,158	0,0139
Бензол	11,8	0,3068	0,0547
Толуол	11,9	0,3094	0,0551
Рафинат	56,0	1,456	0,2595
ВСГ	5,0	0,13	0,0232
Головка стабилизации	5,0	0,13	0,0232
Газ	6,0	0,156	0,0278
Потери	1,3	0,0338	0,0060
Всего:	100,0	2,6	0,4634
4 Кат риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	7,94	1,0	0,1782
105-140°C	36,54	4,6	0,8198
140-180°C	31,77	4,0	0,7129
Тяжелый бензин гиддрокрекинга	20,35	2,562	0,4566

Бензины-отгоны гидроочистки	3,40	0,428	0,0763
-----------------------------	------	-------	--------

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Всего:	100,0	12,59	2,2438
Получено:			
Катализат	83,0	10,45	1,8623
ВСГ	5,0	0,63	0,1122
(В т.ч. Водород)	(1,1)	(0,14)	-0,0247
Головка стабилизации	5,0	0,63	0,1122
Газ	6,0	0,76	0,1346
Потери	1,0	0,14	0,0247
Всего:	100,0	12,59	2,2438
5 Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°C	38,5	2,5	0,4455
180-230°C	61,5	4,0	0,7129
ВСГ	1,2	0,078	0,0139
(В т.ч. Водород)	(0,3)	(0,0195)	-0,0035
Всего:	101,2	6,578	1,1723
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,2	6,318	1,1260
Бензин-отгон	1,5	0,098	0,0174
Сероводород	0,1	0,007	0,0012
Газ	2,0	0,130	0,3564
Потери	0,4	0,026	0,0046
Всего:	101,2	6,578	1,1723
6 Гидроочистка дизельных фракций			
Поступило:			
Фракция 180-230	13,84	4,00	0,7129
230-350	69,18	20,00	3,5644
Легкий газойль коксования	16,98	4,91	0,8749
ВСГ	1,7	0,49	0,0876
(В т.ч. Водород)	-0,4	-0,12	-0,0206
Всего:	101,7	29,40	5,2397
Получено:			
Гидроочищенное ДТ	97,1	28,07	1,6483
Бензин-отгон	1,1	0,32	0,0187
Сероводород	0,8	0,23	0,0136
Газ	2,3	0,66	0,0390

Потери	0,4	0,12	0,0068
--------	-----	------	--------

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Всего:	101,7	29,4	5,2396
7 Адсорбционная депарафинизация ДТ			
Поступило:			
Гидроочищенное ДТ	100	10,0	1,7822
Водород	1	0,10	0,0178
Всего:	101	10,1	1,8000
Получено:			
ДТ зимнее	80,3	8,03	1,4311
Промежуточная фракция	9,1	0,910	0,1622
Парафин жидкий	11,2	1,120	0,1996
Потери	0,4	0,04	0,0071
Всего:	101	10,1	1,8000
8 Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	62,45	2,6	0,4634
Головка кат. риформинга	16,86	0,76	0,1251
Головка гидрокрекинга	20,68	0,861	0,1534
Всего:	100	4,163	0,7419
Получено:			
Пропан	21,6	0,899	0,1603
Изобутан	16,1	0,670	0,1194
н-Бутан	33	1,374	0,2448
Изопентан	8,6	0,358	0,0638
н-Пентан	11	0,458	0,0816
Газовый бензин	1,8	0,075	0,0134
Газ	6,5	0,271	0,0482
Потери	1,4	0,058	0,0104
Всего:	100	4,163	0,7419
9 Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к.-62°C	90,37	4,300	0,7663
Пентан с ГФУ	9,63	0,458	0,0816
ВСГ	1,1	0,052	0,0093
(В т.ч. Водород)	-0,2	0,010	0,0017
Всего:	101,1	4,810	0,8573
Получено:			
Изопентан	69,8	3,321	0,5918

Изогексан	26,3	1,251	0,2230
Газ	4	0,190	0,0339

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Потери	1	0,048	0,0085
Всего:	101,1	4,81	0,8572
10 Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	75	4,8	0,8554
Фракция 350-500°C	25	1,6	0,2851
ПАВ	3,0	0,192	0,0342
Всего:	103,0	6,592	1,1748
Получено:			
Битумы дорожные строительные	72,7	4,653	0,8292
Битумы строительные	26,4	1,690	0,3011
Отгон	1,3	0,083	0,0148
Газы окисления	1,6	0,102	0,0182
Потери	1,0	0,064	0,0114
Всего:	103,0	6,592	1,1748
11 Гидрокрекинг дистиллята			
Поступило:			
Фракция 350-500°C	89,94	18	3,2079
Деасфальтизат	10,06	2,014	0,3589
Водород с водородной установки	3	0,6	0,1069
Всего:	103	20,614	3,6738
Получено:			
Бензин легкий	2,6	0,520	0,0927
Бензин тяжелый	12,8	2,562	0,4565
Реактивное топливо	20,9	4,183	0,7455
Дизельное топливо	46	9,206	1,6407
Тяжелый газойль (выше 350°C)	7,9	1,581	0,2818
Сероводород	2,3	0,460	0,0820
Газ	5,2	1,041	0,1855
Головка стабилизации	4,3	0,861	0,1782
Потери	1	0,200	0,0357
Всего:	103	20,614	3,6738
12 Коксование			
Поступило:			
Гудрон	82,51	15	2,6733
Асфальт с установки деасфальтизации	17,49	3,18	0,5667

Всего:	100	18,18	3,2400
Получено:			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Газ и головка стабилизации	8,6	1,563	0,2786
Бензин	13	2,363	0,4212
Легкий газойль	27	4,909	0,8748
Тяжелый газойль	24,4	4,436	0,7906
Кокс	24	4,363	0,7776
Потери	3	0,545	0,0972
Всего:	100	18,18	3,2400
13 Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
Гудрон	100,0	5,3	0,3112
Получено:			
Асфальт на замедленное коксование	60	3,18	0,1867
Деасфальтизат на гидрокрекинг	38	2,014	0,1183
Потери	2	0,106	0,0062
Всего:	100	5,3	0,3112
14 Гидрокрекинг остатка			
Поступило:			
Гудрон	100	5	0,8911
Водород с водородной установки	3	0,1	0,0178
Всего:	103	5,1	0,9089
Получено:			
Газ	2,8	0,13864	0,0247
Бензин	8,8	0,43573	0,0776
Дизельное топливо	17,9	0,88631	0,1579
Вакуумный газойль	24,1	1,1933	0,2127
Остаток	45	2,22816	0,3971
Сероводород	2,4	0,11883	0,0212
Потери	2	0,09903	0,0176
Всего:	103	5,1	0,9089
15 Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100,0	0,697	0,1242
Всего:	100,0	0,697	0,1242
Получено:			
Сера элементная	97,0	0,67609	0,1205
Потери	3,0	0,02091	0,0037

Всего:	100,0	0,697	0,1242
16 Производство водорода			

Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Поступило:			
Сухой газ	32,7	1,73	0,3088
Химочищенная вода (на реакцию)	67,3	3,57	0,6356
Всего:	100	5,30	0,9445
Получено:			
Водород технический	18,2	0,96	0,1719
Двуокись углерода	77,8	4,12	0,7348
Потери	4	0,21	0,0378
Всего:	100,0	5,30	0,9445

2.3.2. Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти

Сводный материальный баланс НПЗ представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Сводный материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Млн тонн
1	2	3
Поступило:		
нефть обессоленная	100	17,821782
ПАВ на производство битума	0,192	0,0342178
вода на производство водорода	3,57	0,6356192
Всего	103,76	18,491619
Получено:		
автомобильный бензин	21,2457	3,7863624
в т.ч.:		
катализат риформинга	-10,45	-1,862376
рафинат от производства ароматических углеводородов	-1,456	-0,259485
изопентан	-3,321	-0,591861
изогексан	-1,251	-0,22295
легкий бензин гидрокрекинга	-0,52	-0,092673
газовые бензины	-0,075	-0,013366
бутан	-1,374	-0,244871
бензин с гидрокрекинга и коксования	-2,7987	-0,498778
керосин гидроочищенный	6,318	1,1259802
реактивное топливо	4,183	0,7454851

дизельное топливо летнее	29,07	5,1801327
--------------------------	-------	-----------

Окончание таблицы 4

1	2	3
в т.ч.:		
гидроочищенное топливо	-18,07	-3,220396
легкий газойль гидрокрекинга	-9,2	-0,162178
промежуточная фракция депарафинации	-0,91	-0,157954
дизельное топливо с гидрокрекинга остатка	-0,8863	-0,05204
дизельное топливо зимнее	8,03	1,431089
ароматические углеводороды	0,6162	0,1098178
в т.ч.:		
бензол	-0,3068	-0,054677
толуол	-0,3094	-0,055141
сжиженные газы	1,0474	0,1866653
в т.ч.:		
пропан	-0,899	-0,160218
изо-бутан	-0,67	-0,119406
жидкий парафин	1,12	0,199604
битумы дорожные и строительные	6,742	1,2015446
сырье для производства технического углерода	0,8688	0,1548356
котельное топливо	7,9123	1,4101129
в т.ч.:		
тяжелый газойль коксования	-4,436	-0,790574
отгоны производства битумов	-0,083	-0,014792
вакуумный газойль и остаток с гидрокрекинга остатка	-3,3933	-0,60475
серы элементная	0,97	0,1728713
топливный газ	3,708	0,6608148
в т. ч.:		
головка стабилизации с кат. риформинга ароматических УВ	0,13	0,0231683
диоксид углерода	4,62	0,8233663
отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	4,466	0,7959208
потери безвозвратные	2,808	0,5004725
Всего	103,236	18,398426

2.4 Характеристики установок по переработки нефти

2.4.1 Электрообессоливающая установка

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

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

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

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

2.4.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

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

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

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

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

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

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

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

2.4.3 Установка риформинга

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

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

Основные продукты, получаемые на установке:

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

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

Установка состоит из двух блоков:

- предгидроочистка бензиновой фракции 85-180°C.
- каталитический риформинг гидроочищенной фракции.

Процесс гидроочистки бензиновой фракции основывается на реакции гидрогенизации, в результате которой органические соединения, содержащие серу, кислород и азот, которые являются ядами для платинового катализатора риформинга, превращаются в углеводороды и сероводород, воду и аммиак.

Процесс происходит в реакторе на катализаторе гидроочистки под давлением водорода. В процессе гидроочистки также протекают многочисленные реакции углеводородов: изомеризация парафиновых и нафтеновых, насыщение непредельных, гидрокрекинг. При повышенных температурах идут реакции частично дегидрирования нафтенов и дециклизации парафиновых. Металлы, содержащиеся в сырье, практически полностью отлагаются на катализаторе. Гидроочищенная бензиновая фракция поступает на блок риформинга.

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

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

2.4.4 Установка гидроочистки

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

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

2.4.5 Установка депарафинизации

Установка предназначена для депарафинизации и гидроочистки дизельного топлива с целью производства дизельного топлива с низким содержанием серы, низким содержанием азота, высоким цетановым числом и с улучшенными низкотемпературными свойствами.

Сырьем для установки карбамидной депарафинизации является гидроочищенное дизельное топливо. Продуктами являются дизельное топливо зим-

нее, промежуточная фракция (компонент дизельного топлива), парафин жидкий.

Стадии процесса:

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

2.4.6 Газофракционирующая установка

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

- сухого газа,
- пропановой фракции,
- изобутановой фракции,
- фракции нормального бутана,
- фракции C_5 и выше.

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

Установка состоит из блоков:

- выделение углеводородов С3 и выше из газообразного сырья конденсационно-абсорбированным методом,
- деэтанизация сырья, ректификации жидких углеводородов,
- очистки сырья и готовой продукции.

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

В К-1 удаляют метан, этан (с верха колонны), деэтанизированный продукт поступает в К-2 (депропанизатор), далее в К-3 (дебутанизатор), В К-4 разделяют изо-бутан и нормальный бутан, а остаток подается в К-5 на разделение смеси пентанов и фракции С6 и выше. В К-6 происходит разделение пентана и изопентана.

Технологический режим

К-1 - Т-27-112 °C, Р-2,6 Мпа, К-2: Т-66-150 °C, Р-1,2 Мпа,
К-3 - Т-60-112 °C, Р-2,1 Мпа, К-4: Т-62-83 °C, Р-1,1 Мпа,
К-5 - Т-77-123 °C, Р-0,3 Мпа, К-6: Т-79-98 °C, Р-0,35 Мпа.

2.4.7 Установка изомеризация

Процесс катализитической изомеризации предназначен для получения высокооктановых компонентов бензина, а также сырья для нефтехимической промышленности. Сырьем являются м-бутан, легкие прямогонные фракции н.к.—62°C, рафинаты каталитического риформинга, л-пентан и м-гексан или их смеси, выделенные при фракционировании газов. Процесс проводят в среде водородсодержащего газа [10].

Основными катализаторами являются: катализатор Фриделя — Крафтса, сульфид вольфрама, бифункциональные, цеолитсодержащие с благородными металлами и комплексные. Наиболее распространены в настоящее время бифункциональные катализаторы, содержащие платину или палладий на кислотном носителе (оксид алюминия, цеолит).

В зависимости от применяемого катализатора режим процесса изомеризации может меняться в широких интервалах:

- температура, °С: 0-480
- давление, Мпа: 1,4-10,5
- объемная скорость подачи сырья, ч⁻¹: 1,0-6,0
- мольное отношение водород:сырье: (2-6):1

Выход целевого продукта — изомеризата с октановым числом 88—92 (исследовательский метод) - составляет 93—97% (масс.); побочным продуктом процесса является сухой газ, используемый как топливный.

Установка изомеризации состоит из двух блоков — ректификации и изомеризации. В блоке ректификации сырье предварительно разделяется на пентановые и гексановые фракции, направляемые на изомеризацию, после которой проводится стабилизация полученного продукта и выделение из него товарных изопентана и изогексана. В блоке изомеризации получают изомеризаты.

2.4.8 Установка производства битумов

Производство битумов ведется путем окисления гудрона воздухом при высокой температуре.

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

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

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

Стадии процесса:

- подготовка сырья до требуемой температуры;
- окисление в колоннах - реакторах непрерывного действия - масла переходят в смолы, смолы в асфальтены, кислород воздуха взаимодействует с водородом, содержащимся в сырье; возрастающая потеря водорода сопровождается полимеризацией сырья и его сгущением;

- конденсация паров нефтепродуктов, воды, низкомолекулярных альдегидов, кетонов, спиртов, кислот, и их охлаждение;
- сжигание газообразных продуктов окисления.

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

2.4.9 Установки гидрокрекинга и каталитического крекинга

Целевым назначением процесса является получение высокооктанового бензина. Газы, богатые бутан-бутиленовой и пропан-пропиленовой фракциями, находят широкое применение в качестве сырья для производства высокооктанового компонента бензина — алкилата, а также в производстве синтетического каучука и в нефтехимии.

Легкий газойль каталитического крекинга используют как компонент дизельного топлива. Тяжелый газойль с высоким содержанием полициклических ароматических соединений имеет широкое применение как сырье для получения дисперсного технического углерода, игольчатого кокса, а также в качестве компонента мазутов.

Основным сырьем крекинга являются вакуумные газойли широкого фракционного состава, например с температурами выкипания от 300 до 500°C.

На установках крекинга широко применяют высокоактивные цеолитодержащие катализаторы, в которых от 10 до 25% (масс.) кристаллических алюмосиликатов в массе аморфной матрицы. Это позволяет значительно увеличить выход бензина и повысить его октановое число до 82—

84 (моторный метод) или 92—94 (исследовательский метод), а также уменьшить время контакта. Катализатор должен иметь определенный гранулометрический состав, развитую поверхность, высокие пористость и механическую прочность.

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

Процесс гидрокрекинга предназначен в основном для получения мало-сернистых топливных дистиллятов из различного сырья. Обычно гидрокрекингу подвергают вакуумные и атмосферные газойли, газойли термического и каталитического крекинга, деасфальтизаты и реже мазуты и гудроны с целью производства автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив, сырья для нефтехимического синтеза, а иногда и сжиженных углеводородных газов (из бензиновых фракций). Водорода при гидрокрекинге расходуется значительно больше, чем при гидроочистке тех же видов сырья.

Гидрокрекинг осуществляется в одну или две ступени на неподвижном (стационарном) слое катализатора при высоком парциальном давлении водорода. По технологическому оформлению модификации процесса различают-

ся преимущественно применяемыми катализаторами. При производстве топливных дистиллятов из прямого сырья обычно используют одноступенчатый вариант с рециркуляцией остатка, совмещенную в реакционной системе гидроочистку, гидрирование и гидрокрекинг. При двухступенчатом процессе гидроочистку и гидрирование сырья проводят в первой ступени, а гидрокрекинг — во второй. В этом случае достигается более высокая глубина превращения тяжелого сырья.

Для гидрокрекинга наибольшее распространение получили алюмокобальтмолибденовые катализаторы, а также на первой ступени — оксиды или сульфиды никеля, кобальта, вольфрама и на второй ступени — цеолитсодержащие катализаторы с платиной.

Процесс гидрокрекинга — экзотермический, и для выравнивания температуры сырьевой смеси по высоте реактора предусмотрен ввод холодного водородсодержащего газа в зоны между слоями катализатора. Движение сырьевой смеси в реакторах нисходящее.

Технологические установки гидрокрекинга состоят обычно из двухосновных блоков: реакционного, включающего один или два реактора, и блока фракционирования, имеющего разное число дистилляционных колонн (стабилизации, фракционирования жидких продуктов, вакуумную колонну, фракционирующий абсорбер и др.). Кроме того, часто имеется блок очистки газов от сероводорода.

2.4.10 Установка коксования

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

Основными показателями качества сырья являются плотность, коксуемость по Конрадсону и содержание серы. Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя. При коксовании в необогреваемых камерах остаточного сырья выход кокса составляет 1,5—1,6 от коксуемости сырья. При коксовании дистиллятного сырья выход кокса не соответствует коксуемости сырья, поэтому составлять материальный баланс расчетным методом для такого сырья нельзя. Главным потребителем кокса является алюминиевая промышленность, где кокс служит восстановителем (анодная масса) при выплавке алюминия из алюминиевых руд. Кроме того, кокс используют в качестве сырья при изготовлении графити-

рованных электродов для сталеплавильных печей, для получения карбидов (кальция, кремния) и сероуглерода.

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

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

2.4.11 Установка производства 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 (конвекторах), загруженных катализатором.

Сырьё - сероводородсодержащий газ (технический сероводород) освобождается от увлечённогоmonoэтаноламина и воды в приёмнике и нагревается до (45-50) °C в пароподогревателе. Затем 89 % (масс.) от общего количества сероводородсодержащего газа вводится через направляющую форсунку в основную топку. Затем газ охлаждается последовательно внутри первого, а затем второго конвективного пучка котла - утилизатора основной топки. Сконденсированная в кotle - утилизаторе сера стекает в подземное хранилище. Обогащённый диоксидом серы технологический газ из котла утилизатора направляется в камеру смешения вспомогательной топки 1.

Смесь продуктов сгорания из камеры смешения вспомогательной топки вступает сверху вниз в вертикальный реактор 1. В реакторе на перфорированную решётку загружен катализатор - активный оксид алюминия. Технологический газ из реактора направляется в отдельную секцию конденсатора - генератора. Сконденсировавшая сера стекает в подземное хранилище серы, а газ направляется в камеру смешения вспомогательной топки 2. Смесь продуктов сгорания сероводородсодержащего и технологического газов из камеры смешения вспомогательной топки 2 поступает в реактор 2, в который уже загружен активный оксид алюминия. Из реактора газ поступает во вторую секцию конденсатора - генератора, где сера конденсируется и стекает в подземное хранилище.

Технологический газ проходит сероуловитель, в котором механически унесённые капли серы задерживаются слоем насадки из керамических колец. Сера стекает в хранилище, а газ направляется в печь дожига, где нагревается до (580-600) °C. Жидкая сера из подземного хранилища откачивается насосом на открытый склад комовой серы, где она застывает и хранится до погрузки в железнодорожные вагоны[4].

2.5 Описание технологического процесса

$$\omega_{\text{МТ}} = 216000 / (0,028 \cdot 625) = 1,2 \text{ м/с}$$

Скорость потока удовлетворяет условиям теплопередачи.

Необходимое количество теплообменников:

$$n = F_{\text{общ}} / F_{\text{теплообмена}}, \quad (38)$$

$$n = 1042 / 509 = 2 \text{ шт.}$$

3 Строительные решения

3.1 Выбор района строительства

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

При размещении нефтеперерабатывающего завода, важными условиями являются удобные потоки сырья, а также наличие рынка сбыта продукции. Помимо этого, учитываются природно-климатические, топографические и метеорологические условия района строительства. При проектировании важно выбрать район с развитыми транспортными путями сообщения.

Наиболее подходящим местом для строительства является площадка в Челябинской области под г. Челябинск в селе Вознесенка. Выбор района определяется уникальным географическим и geopolитическим расположением области. Город Челябинск расположен в центральной части Челябинской области. Расстояние от села Вознесенка до Челябинска 60 км. Челябинск — крупный транспортный узел железнодорожного и автомобильного транспорта.. Что дает возможность транспортировать товарную продукцию железнодорожным транспортом.

Автомобильные дороги областного и федерального значения удобно связывают город с населенными пунктами Челябинской области, а также соседними областями.

Имеющиеся развязки значительно упрощают транспортировку нефтепродуктов по региону и за его пределы. Данный регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции НПЗ и отсутствием предприятий нефтяного профиля.

Возможность готовить квалифицированные кадры («Челябинский государственный университет» и «Южно-Уральский госуниверситет»).

3.2 Объемно-планировочные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения промышленных зданий и сооружений нефтяной промышленности зависят от габаритов оборудования, массы, конфигурации, размещения и эксплуатационных условий.

Строительство нефтеперерабатывающего завода представляет собой комплекс сооружений, оснащенный различными инженерными решениями. В первую очередь, формируются основные цели создания предприятия и проводится инвестиционный анализ.

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.

Для размещения оборудования проектируем одноэтажные здания. В одноэтажных зданиях возможно более свободное размещение технологического оборудования и перемещение его при модернизации технологического процесса.

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

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

3.3 Размещение основного оборудования

При размещение производственных подразделений предприятия обеспечивается рациональная организация всего производственного процесса.

Оборудование размещается с учетом внешних факторов (природных, общественных, техногенных). Основные и вспомогательные цехи, обслуживающие хозяйства предприятия устанавливаются с учетом розы ветров.

Установка гидродепарафинизации относится к взрыво- и пожароопасной, поэтому она устанавливается на открытой площадке, так как движение естественных потоков воздуха рассеет токсичные пары в случае аварии и снизит их концентрацию до безопасных пределов.

Всё технологическое оборудование (реакторы, печи, теплообменники, колонны, сепараторы, и т.д.) расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами. Элементы площадок обслуживания технологического оборудования разработаны из металлоконструкций. По технике безопасности предусмотрено перильное ограждение площадок обслуживания. Фундаменты укреплены сваями и оборудованы закладными болтами для крепления колонн.

Компоновку технологического оборудования выполняем исходя из следующих условий:

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

Минимальные расстояния для проходов определены между наиболее выступающими деталями оборудования.

Постамент под реактор депарафинизации представлен на графическом листе №3.

4 Генеральный план и транспорт

4.1 Характеристика района и промплощадки предприятия

При разработке генерального плана учитываются 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 выделениях 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.

Размещение технологических объектов на генплане отвечает последовательности переработки сырья в технологическом потоке- от головного производства УЗК к объектам приготовления и отгрузки товарной продукции.

Технологические потоки при разработке генплана направлены параллельно один к 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 назначения отдельных объектов. Зоны формируются таким образом, чтобы свести к минимуму встречные потоки. Для обслуживания необходим железнодорожный транспорт (складская, сырьевых и товарных парков), размещают ближе к периферии завода с тем, чтобы число железнодорожных вводов, уменьшить протяженность путей, свести к минимуму пересечение железными дорогами инженерных сетей и автодорог.

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту размещаем на территории Челябинской области, т.к. эта местность является промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции данного НПЗ.

Климат области строительства — умеренно-континентальный и характеризуется разницей летних и зимних температур, продолжительной умеренно суровой снежной зимой, тёплым летом, значительной облачностью и средним количеством атмосферных осадков около 580 мм в год.

Здания размещены таким образом, чтобы вредные вещества, выделяемые в процессе производства, не оказали отрицательного воздействия на рабочих. Направление преобладающих ветров принимаем по розе ветров, которая представляет собой схему распределения ветров по направлению и повторяемости. Роза ветров построена по данным метеослужбы для города Челябинска.

4.2 Размещение цеха на генеральном плане.

Размещение технологических объектов на генплане отвечает последовательности переработки сырья в технологическом потоке от целевой установки к объектам приготовления и отгрузки товарной продукции.

Проектом предусмотрено расположение установки с учетом ветров северо-и юго-западного, южного, западного направления, т.е. вспомогательные объекты находятся на западе от основных. 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 2000 м.

4.3 Присоединение цеха к инженерным сетям

По территории НПЗ прокладывается значительное число технологических трубопроводов и инженерных сетей (линий электропередачи, сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и КИП).

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещают в полосе, расположенной между внутриводскими автодорогами и границами установок, а также в коридорах внутри кварталов.

В целях экономии территории магистральные эстакады наземных трубопроводов в производственной зоне проектируются многоярусными с учетом возможности их последующего использования.

4.3.1 Электроснабжение

Основными потребителями электроэнергии на НПЗ являются электро приемники технологических установок, блоков оборотного водоснабжения, общезаводских насосных и компрессорных, ремонтно-механических цехов, административно-хозяйственных блоков и т.д.

Источником электроснабжения завода является Челябинская ТЭЦ. Для надежности работы НПЗ предусматриваются устройства, обеспечивающие связь ТЭЦ с электрическими сетями энергосистемы.

Для распределения электроэнергии нужного напряжения между отдельными потребителями проектируют распределительные устройства, в состав которых входят коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, сборные и соединительные шины.

Трансформаторные подстанции и распределительные устройства проектируются отдельно стоящими зданиями.

4.3.2 Водоснабжение

НПЗ потребляет воду на определенные цели.

Производственные цели. Вода в производстве потребляется для следующих целей: охлаждение нефтепродуктов, обессоливание сырой нефти, охлаждение компрессоров и тягодутьевых машин, охлаждение уплотнений насосов, промывка нефтепродуктов, приготовление растворов реагентов, смыв полов в производственных помещениях.

Хозяйственно-питьевые нужды. К ним относится расход воды: на питьевые нужды, на санитарно-гигиенические нужды (в санузлах, душевых и т.п.), для приготовления пищи в заводских столовых, на медицинские процедуры в заводских медпунктах. Расход питьевой воды зависит от численности персонала и степени оснащенности предприятия бытовыми помещениями, столовыми, медпунктами и т.п.

Пожаротушение. Для пожаротушения могут быть использованы свежая вода, оборотная вода любой системы и очищенные промстоки.

Источниками производственного водоснабжения служит озеро Синеглазово.

Для хозяйствственно-питьевого водоснабжения в качестве источника водоснабжения используют подземные воды. Они требуют минимума затрат на обработку с целью доведения их качества до норм питьевой воды.

4.4 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 использования; к внутреннему транспорту относятся транспортные устройства, расположенные на территории завода.

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

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

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

Внутризаводские автодороги в зависимости от назначения подразделяются на магистральные, производственные, проезды и подъезды. Ширина магистральной дороги 6м, покрытие дороги асфальтобетонное. Магистральные дороги обеспечивают проезд всех видов транспортных средств и объединяют в общую систему все внутризаводские дороги.

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

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

4.5 Благоустройство территории

Озеленение территории завода – это оздоровление производственной среды, окружающей человека, работающего на производстве. Зеленые насаждения благоприятно влияют на здоровье человека и его психофизиологическое состояние. Основными элементами озеленения служат газон и местные виды древесно-кустарниковых насаждений.

Кроме зеленых насаждений подбирают цветовую гамму зданий и сооружений, малые архитектурные формы.

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.

5 Безопасность и экологичность проекта

5.1 Безопасность проекта

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.

Установка основного оборудования проектируемой части технологической схемы предусматривается на открытой технологической площадке без постоянных рабочих мест.

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Температура и влажность воздуха являются важными составляющими микроклимата производственных помещений. Отклонение этих параметров от допустимых значений может привести к неблагоприятным изменениям здоровья работающих.

Повышенные температуры ведут к перегреву организма, что отрицательно сказывается на состоянии нервной системы и работоспособности человека. Длительное или сильное переохлаждение может стать причиной многих заболеваний: невритов, радикулитов, простуд.

Высокая влажность воздуха (от 75%) в сочетании с низкими температурами ведет к переохлаждению, в сочетании с высокими – к перегреву организма. Пониженная влажность (менее 25%) приводит к высыханию слизистых оболочек.

Основными опасными и вредными производственными факторами при производстве работ по ГОСТ 12.0.003 «Система Стандартов Безопасности Труда [12]. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» являются:

- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная влажность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность;
- токсические воздействия вредных веществ;
- опасность пожара;
- расположение рабочего места на высоте.

Процесс гидроочистки и гидродепарафинизации дизельного топлива является пожаро- и взрывоопасным. Продуктами, определяющими взрывоопасность установки, являются водородсодержащий и углеводородный газы, пары бензина, которые в смеси с кислородом воздуха образуют смеси взрывающиеся при наличии огня или искры.

Процесс проводится при высоких температурах до 420°C и высоких давлениях до $64 \text{ кг}/\text{см}^2$.

Все применяющиеся продукты являются горючими веществами. Наличие аппаратов, работающих при высоких давлениях и температурах и содержащих большое количество продуктов в газо- и парообразном состоянии, может создавать опасность загазованности территории.

Процесс относится к вредным для здоровья обслуживающего персонала производствам, так как связан с получением продуктов реакции и углеводородных газов, в составе которых имеется сероводород, обладающий сильными ядовитыми свойствами.

Наиболее опасные места:

- помещение газовой компрессорной;
- блок реакторов;
- блок печей;
- открытая насосная;
- блок стабилизации дизельного топлива;
- блок стабилизации бензина
- места отбора газообразных проб для лабораторных анализов;
- все колодцы промканализации и оборотного водоснабжения, , где возможно скопление углеводородных газов.

Поскольку в процессе производства вращаются взрывоопасные вещества, электрооборудование выполнено во взрывозащищенном исполнении 12В. Защита от прикосновения к токоведущим частям достигается изоляцией, ограждением, недоступным расположением токоведущих частей.

Напряжение питания ручного электроинструмента осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В.

Кроме переменного тока на установке возможно образование зарядов статического электричества. Основным способом защиты от опасных потенциалов статического электричества является заземление[12].

На проектируемой установке гидродепарафинизации возможны следующие аварийные ситуации:

- прекращение подачи сырья;
- прекращение подачи свежего водородсодержащего газа;
- остановка циркуляционного компрессора ЦК-301;
- пропуск в змеевике печей;
- прекращение подачи регенерированного раствора моноэтаноламина;
- прекращение подачи оборотной воды;
- прекращение подачи водяного пара;
- прекращение подачи электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП;
- нарушение в системе канализации;
- ограничение или прекращение приема продуктов из секции;
- разгерметизация аппаратов и трубопроводов, работающих под давлением;
- нарушение санитарного режима;
- отказы в работе основного оборудования, не имеющего резерва;

- полное отключение мониторов и питания АСУТП[6].

5.1.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда

Климат Челябинской области, в котором будет располагаться НПЗ – умеренный континентальный. Средняя температура августа +16 °С. Средняя температура января -16 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 580 мм.

Поэтому в рабочих помещениях на установке температура в летний период не будет превышать 20-23°С, а в холодный и переходные периоды года не больше 17-20°С. Относительная влажность воздуха в рабочей зоне приблизительно будет 60-40%. Скорость движения воздуха в теплый период года будет 0,3-0,4 м/с, а в холодный - 0,2-0,3 м/с.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды производства вспомогательные и административно-бытовые помещения оборудуются системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляции.

5.1.3 Производственная санитария и гигиена труда

Для размещения насосного оборудования проектируем одноэтажные здания, в которых возможно более свободное размещение технологического оборудования и перемещение его при модернизации технологического процесса.

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.

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.

5.1.3.1 Защита от шума и вибрации

На установке имеется такое технологическое оборудование как компрессоры, насосы, которые при работе создают шум и вибрацию. Допустимый уровень параметра шума на постоянном рабочем месте определен санитарными нормами СанПиН 2.24/2.1.8.562-93 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территориях жилой застройки» и не должен превышать предельно-допустимого (80 децибел).

Для уменьшения влияния шума и вибрации на человека необходимо установить компрессорное и насосное оборудование в отдельных помещениях. С целью защиты органов слуха, а значит и нервной системы, в соответствии с

ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация», применять следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д.

Одним из способов ослабления шума, проникающего через ограждения является звукоизоляция. Ее осуществляют путем устройств ограждающих конструкций: стен, перегородок, перекрытий, кожухов, экранов, а также устранением побочных путей распространения звука (отверстий, щелей и т.п.).

Изоляцию от шума, распространяющегося от конструкций здания, выполняют путем ослабления жесткой связи источника шума с конструктивными элементами здания (фундаментом, перекрытием, стенами) и снижения проводимости шума по конструкции (акустические разрывы) [13].

5.1.3.2 Средства индивидуальной защиты работников

К индивидуальным средствам защиты персонала относятся:

- спецодеждой из хлопчатобумажной ткани (куртки, брюки);
- ботинками кожаными;
- рукавицами комбинированными;
- диэлектрическими галошами для машинистов;
- очками, резиновыми фартуками, резиновыми перчатками и резиновыми сапогами для работы с раствором моноэтаноламина;
- защитными касками;
- промышленными фильтрующими противогазами с корбками марки «БКФ», или «А» и «Б».

Кроме того, установка комплектуется:

- шланговыми противогазами с комплектом масок и спасательными поясами с веревками для работы при высоких концентрациях газа или паров в воздухе или при работе внутри емкостей, колонн, в колодцах и приемках;
- аварийным запасом фильтрующих противогазов;
- медицинской аптечкой с необходимым набором медикаментов для оказания помощи пострадавшему;

Всем работникам установки с целью нейтрализации вредных для организма веществ, выдается молоко [6].

5.1.3.3 Освещение на установке

На установке гидродепарафинизации используется естественное освещение в дневное время, так как установка находится на открытой технологической площадке, и искусственное – в тёмное время суток. В помещениях операторной, насосной и помещении цеха естественное освещение (боковое двухстороннее) осуществляется через окна. Нормативный коэффициент естественной освещенности равен 1 %.

При искусственном освещении на установке используются светильники с лампами накаливания, расположенные на площадках, эстакадах, лестницах. Светильники выполнены во взрывобезопасном исполнении.

Искусственное освещение помещений операторной и насосной осуществляется светильниками с люминесцентными лампами. Искусственное освещение осуществляется пылевлагозащищенными светильниками с люминесцентными лампами белого света. Нормативная освещенность на рабочей поверхности – 200 лк.

Проектом предусмотрено аварийное освещение помещений взрывонепроницаемыми светильниками. В здании операторной применяется эвакуационное аварийное освещение, которое создает освещенность 0,5 лк.

В производственных помещениях применяется аварийное освещение безопасности, освещенность которого 2 лк.

5.1.3.4 Требования к производственной вентиляции

Установка гидродепарафинизации связана с переработкой и получением продуктов, обладающих вредным воздействием на организм человека. В процессе работы существует опасность загрязнения воздуха парами этих веществ. Для поддержания нормальных условий предусматривается естественная и искусственная вентиляция. На установке имеются следующие искусственные вентиляционные системы: приточная; общеобменная вытяжная; аварийная вытяжная.

При повышенной концентрации газов в помещении включается в работу аварийная вытяжная вентиляция. Включение и выключение аварийной вытяжной вентиляции производится от кнопки у вентиляторов в насосной либо ключами с пульта в операторной.

5.1.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Обязательным условием безопасного проведения технологического процесса являются:

- своевременный ремонт оборудования, коммуникаций, арматуры, приборов КиА;
- своевременное проведение технических освидетельствований аппаратуры и оборудования;
- постоянная работа вентиляционных систем;
- контроль за герметичным состоянием оборудования и коммуникаций.

Все оборудование должно иметь исправное заземление. Для профилактики электротравматизма на установке в предназначенных для этого местах должны быть вывешены запрещающие, предостерегающие, предписывающие, указательные знаки.

5.1.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

- планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций (ЧС);
- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости функционирования организаций и обеспечению жизнедеятельности работников организаций в ЧС;
- обеспечивать организацию и проведение аварийно спасательных работ на подведомственных объектах и на прилегающих к ним территориям в соответствии с планами предупреждения и ликвидации ЧС[27].

Предприятие будет располагаться в сейсмически активной зоне. Последствия землетрясения будут зависеть от интенсивности выделяемой энергии и расстояния до эпицентра.

Есть вероятность наводнения, так как территория Приморского края омывается морем. В случае наводнения возникает опасность затопления автомагистралей с последующим нарушением транспортного сообщения, что отрицательно влияет на работу предприятия.

Также к чрезвычайным ситуациям природного характера относятся ураганы, бури, дожди и т.д.

Внутренними источниками риска возникновения ЧС являются:

- разрушение топливных печей (в результате теракта, землетрясения, грубого нарушения технологического процесса): возникают взорвания и пожары, короткие замыкания в электрических сетях, задымленность и загазованность на территории завода, поражения персонала;
- взрыв оборудования и коммуникаций (нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации).

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

Начальники служб ГО в соответствии с инструкциями должны поддерживать в постоянной готовности силы и средства служб[14].

5.1.6 Противопожарные мероприятия

На предприятии располагается пожарная часть, которая оснащена пожарными машинами и всем необходимым специальным оборудованием. Имеется связь с городскими пожарными частями для их взаимодействия в случае необходимости.

На установке предусмотрено проектом монтаж автоматической установки водопенного тушения пожара (ВТП). Установка предназначена для тушения и локализации пожара в насосной и аппаратов АВЗ на постаменте №1, а также с подачей пены в лафетные стволы.

В насосной над каждым насосом расположены спринклерные головки, они также расположены и над аппаратом АВЗ.

Основным средством пожарной сигнализации является ЭПС (пожарный извещатель), который является наиболее быстрым и надёжным способом извещения о возникновении пожара.

Наружная противопожарная водопроводная сеть расположена вдоль дорог на расстоянии 5 м от установки, через каждые 100 м размещены пожарные гидранты к которым можно присоединить пожарные рукава с брандспойтами и подавать струю с расходом от 15 до 50 л/с на расстояние 20 м, также установлены стационарные лафетные стволы на расстоянии не более 20 м от колонн и реакторов.

В операторной пожарные краны устанавливают на высоте 1,35 м от пола, на лестничных клетках у входов и в коридорах. Рядом с ними расположен шкаф с пожарным рукавом. На каждое помещение приходится по два пожарных крана. Краны расположены в легко доступных и безопасных местах при пожаре.

Все средства пожаротушения в операторной расположены на видных местах, установлены знаки указывающие места расположения средств пожаротушения. Переносные огнетушители ОП - 10 и ОУ - 5 размещены на расстоянии не менее 1,2 м от проёма двери и на высоте не более 1,5 м от уровня пола [15].

5.2 Экологичность проекта

В целях экологической безопасности на установке обеспечить проведение ряда мероприятий в соответствии:

ГОСТ 17.1.3. 05-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами».

ГОСТ 12.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».

Технологический процесс протекает в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением. Оборудование размещено на открытой площадке.

Все жидкие нефтепродукты предназначенные для сброса через систему канализации должны скапливаться в одной заглубленной емкости, после чего направляться на биологическую систему очистки.

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

Благоустройство территории служит важной цели сохранения и оздоровления среды, окружающей человека на производстве. Для достижения этих целей предпринимаются такие меры, как зелёные насаждения, цветовая гамма зданий и сооружений; покрытия дорог и тротуаров; малые архитектурные формы; площадки для отдыха.

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

Соблюдение рекомендуемых мероприятий увеличит устойчивость объекта, обеспечит сохранность жизни и здоровья людей, уменьшит степень риска разрушения объекта и улучшит состояние окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте была спроектирована установка гидродепарафинизации производительностью 1,8 млн. тонн в год. В проекте были решены следующие задачи: выбрана нефть для переработки, разработана технологическая схема по варианту «Топливная с глубокой переработкой нефти», изложено обоснование выбранной схемы, рассчитано и подобрано (из стандартных) технологическое оборудование, дано технико-экономическое обоснование, уделено внимание безопасности и экологичности проекта.

Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи – на графических листах. Графические листы содержат: технологическую схему установки гидродепарафинизации; реактор гидродепарафинизации; генеральный план НПЗ; чертеж постамента под реактор гидродепарафинизации.

Под место строительства НПЗ выбрана площадка в Челябинской области около г. Челябинска в селе Вознесенка, это определенно тем, что Челябинская область обладает достаточно развитой транспортной инфраструктурой. Челябинск – крупный транспортный узел. Также имеются автомобильные магистрали федерального значения. Этот регион является развитой промышленной зоной, с большим скоплением потребителей продукции НПЗ. Преимущество транспортно-географического расположения г. Челябинска, расположение в непосредственной близости от города магистрального нефтепровода;

В целом установка необходима для данной местности, так как потребность дизельного топлива с низкотемпературными свойствами в зимний период достаточно высокая. Так же возможна транспортировка нефтепродуктов в соседние регионы.

На основании всего вышеизложенного, можно говорить о том, что данная установка имеет полное право на проектирование и внедрение. Спроектированная установка может применяться во всех районах Сибири и Дальнего Востока.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей работе приняты следующие сокращения:

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
ГГО – глубокая гидроочистка
ДТ – дизельное топливо
ГДП – гидродепарафинизация
УВ – углеводород
ЦВСГ – циркулирующий водородсодержащий газ
МЭА –monoэтаноламин

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Лазарева, И.С. Нефти среднего и нижнего Поволжья. Том 2 – Москва: Химия, 1972. – 392 с.
- 2 Справочник нефтехимика: научный сборник/ под ред. С.К. Огородникова.- Ленинград, Химия, 1978. – 496 с.
- 3 Справочник нефтепереработчика: научный справочник/ под ред. Г. А. Ластовкина.-Ленинград, Химия, 1986. – 648 с.
- 4 Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию/ Ю. И. Дытнерский [и др.]; под ред. Ю.И. Дытнерского – 3-е изд., стереотипное. – Москва: ООО ИД «Альянс»,2008. – 469 с.
- 5 Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. – Под ред. Б.Н.Бондаренко. – Москва: Химия, 1983. – 128 с.
- 6 Технологический регламент установки гидродепарафинизации [Электронный ресурс] : файловый архив. – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/1856208/>
- 7 Танатаров, М.А. Технологические расчеты установок переработки нефти: учеб.пособие для вузов/ М.А. Танатаров[и др.]. – Москва: Химия, 1987. –352 с.
- 8 Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие /С.А. Ахметов. – Москва: Химия, 2002. – 672 с.
- 9 Рудин, М.Г. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: учебник/ М.Г. Рудин, Г.Ф. Смирнов. – Ленинград: Химия, 1984. – 256 с.
- 10 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии: учебник для вузов/А.Г. Касаткин- 11-е изд., стереотипное идораб., перепеч. – Москва: ООО ТИД «Альянс»,2005. – 753 с.
- 11 Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб.пособие для вузов/ К.Ф. Павлов,П.Г. Романков, А.А. Носков. – Москва: ООО ИД «Альянс»,2006. – 576 с.
- 12 ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – введ. 18.11.1974. – Москва: Стандартинформ, 1974. – 12 с.
- 13 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 17.01.2012. – Москва: Стандартинформ, 2012. – 20 с.
- 14 Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 (ред. от 15.02.2014) "О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций". – Москва: Кнорус, 2003. – 54 с.
- 15 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1). – Введ. 17.01.1991. – Москва: Стандартинформ, 1991. – 20 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Приложение А. Поточная схема нефтеперерабатывающего завода

