


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

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и  
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. П. Твердохлебов

подпись

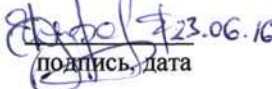
« 3 » 06 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

18.03.01 «Химическая технология»

Проект газофракционирующей установки НПЗ производительностью  
400 000 тонн в год

Научный руководитель  доцент, кан. хим. наук Ф.А. Бурюкин  
подпись, дата

Выпускник  23.06.16 Д.А. Чупров  
подпись, дата

Консультант по  
разделу:

Технологическая часть  23.06.16 Р.А. Ваганов  
подпись, дата

Нормоконтролер  доцент, кан. хим. наук Ф.А. Бурюкин  
подпись, дата

Красноярск 2016

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

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и  
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой  
В. П. Твердохлебов

  
подпись

« 10 » мая 2016 г.

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

Студенту Чупрову Дмитрию Алексеевичу

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

Тема выпускной квалификационной работы: проект газофракционирующей установки НПЗ производительностью 400 000 тонн в год

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

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

Исходные данные для ВКР: характеристика Лебяжинской нефти, производительность установки ГФУ 400 000 тонн в год

Перечень разделов ВКР: Реферат. Содержание. Введение. Техно-экономические обоснования. Технологические решения. Строительные решения. Генеральный план и транспорт. Безопасность и экологичность проекта. Заключение. Список сокращений. Список использованных источников

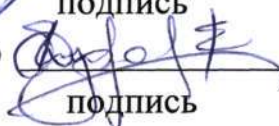
Перечень графического материала: Генеральный план. Технологическая схема установки ГФУ. Изо-бутановая колонна чертеж общего вида. Фундамент под К4/1, К4/2

Руководитель ВКР

  
\_\_\_\_\_

Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_

Д.А. Чупров

« 10 » мая 2016 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Техничко-экономическое обоснование.....	6
2 Технологические решения.....	7
2.1 Характеристика исходной нефти.....	7
2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти.....	10
2.3. Характеристика установок по переработке нефти.....	12
2.4 Материальный баланс предприятия.....	15
2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти.....	15
2.4.2 Сводный материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти....	21
2.5 Описание технологического процесса газодракционирования.....	24
2.5.1 Характеристика сырья газодракционирующей установки.....	24
2.5.2 Теоретические основы процесса.....	24
2.5.3 Характеристика процесса.....	24
2.5.4 Основные химические реакции.....	25
2.5.5 Влияние основных технологических параметров на результаты процесса.....	26
2.5.6 Технологическая схема ГФУ.....	27
2.5.7 Характеристика продуктов процесса и их применение.....	28
2.6 Выбор основного оборудования.....	30
2.6.1 Обоснование выбора типа основных аппаратов и оборудования установки.....	30
2.7 Расчет основного оборудования.....	32
2.7.1 Расчет изобутановой колонны газодракционирующей установки.....	32
2.7.2 Проектирование ректификационной колонны.....	32
2.7.3 Расчет воздушного холодильника-конденсатора паров изо-С4Н10.....	53
3 Строительные решения.....	55
3.1 Выбор района строительства.....	55
3.2 Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений.....	56
3.3 Размещение оборудования.....	58
4 Генеральный план и транспорт.....	59
4.1 Размещение установки на генеральном плане.....	60
4.2 Присоединение установки к инженерным сетям.....	61
4.3 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки.....	61
4.4 Транспорт.....	62
4.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки.....	62
5 Безопасность и экологичность проекта.....	63
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки.....	63

5.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании .....	65
5.3 Санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.....	65
5.3.1 Защита от шума и вибрации.....	65
5.3.2 Средства индивидуальной защиты.....	66
5.3.3 Требования к производственному освещению .....	67
5.3.4 Требования к производственной вентиляции .....	68
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	68
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	68
5.6 Противопожарные мероприятия.....	69
5.7 Экологичность проекта.....	70
Заключение .....	72
Список сокращений.....	73
Список используемых источников.....	74

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ составляют основу энергетического баланса страны. Сегодня нефтегазовому комплексу России отведена роль локомотива отечественной промышленности, поэтому главной задачей является подъем всех отраслей и добывающих, и перерабатывающих на новый технологический уровень, соответствующий высоким требованиям 21 века. Правительство РФ разработало проект «Энергетической стратегии России», в котором намечены объемы добычи углеводородов до 2200 года. Обеспечить такой объем добычи со временем будет все сложнее, из-за сложных природных и географических условий месторождений. Добыча нефти и газа, а также строительство новых нефтеперерабатывающих заводов все более активно продвигаются в Восточную Сибирь, на Дальний Восток и в районы крайнего севера.

Одной из ключевых задач развития нефтеперерабатывающей промышленности является повышение глубины переработки нефти за счёт увеличения доли вторичных процессов. К числу вторичных процессов переработки нефти относится процесс газофракционирования предельных газов.

За последние полтора десятилетия переработка углеводородных газов развивалась быстрыми темпами и в настоящее время она оказывает влияние на отрасли народного хозяйства и является большим комплексом материального производства.

## 1 Техничко-экономическое обоснование

Как подтвердили экономические исследования 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. Куйбышевская область - это развитая промышленная зона, нуждающаяся в нефтепродуктах. Основное назначение проектируемого НПЗ - обеспечение продуктами НПЗ не только Куйбышевской области, но и прилегающих к ней территорий чему способствует развитая транспортная инфраструктура области.

Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая газофракционирующая установка, является предприятием топливного направления, перерабатывающий Лебяжинскую нефть (скважина №25). Данная нефть является сернистой, отличается малой плотностью, небольшим содержанием силикагелевых смол, твердых парафинов и масляных фракций.

Установка газофракционирования относится к установкам, на которых происходят вторичные процессы переработки нефти. Мощность установки по продукту 400 тыс. тонн/год. Установка предназначена для переработки нестабильных головок, получаемых на установке атмосферно-вакуумной перегонки нефти (АВТ), а также жирных газов риформинга с получением следующих продуктов:

- сухого газа (используется как топливо в технологических печах);
- пропановой фракции (используется как сырье пиролиза, бытовой сжиженный газ, хладагент для многих технологических установок);
- изобутановой фракции (служит сырьем для установок алкилирования и производства синтетического каучука);
- н-бутановой фракции (применяется как сырье пиролиза, производства синтетического каучука, в зимнее время добавляется к товарным автомобильным бензинам для обеспечения требуемого давления паров, в летнее время используется как компонент бытового сжиженного газа);
- фракции C<sub>5</sub> и выше (применяется как компонент автобензина).

Перспективное увеличение потребности в углеводородных газах обосновано маркетинговыми исследованиями. Углеводородные газы НПЗ являются ценным сырьем для нефтехимических процессов и используются как энергетическое и бытовое топливо. Особенно рентабельным с экономической точки зрения является выпуск сжиженного газа для коммунально-бытового потребления. Также значительно расширилось применение сжиженных углеводородных газов в автотранспорте с целью экономии бензина.

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

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Лебяжинского месторождения.

Для выбора варианта и схемы переработки нефти приводится её характеристика. Характеристика Лебяжинской нефти приводится в виде таблиц, взятых из пособия. В характеристике нефти приводятся: физико-химические свойства, характеристика фракций, выкипающих до 200 °С, их групповой углеводородный состав, характеристика легких керосиновых дистиллятов, характеристика дизельных топлив и компонентов, свойств, определяющих шифр нефти и состав по истинным температурам кипения (ИТК).

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

В таблице 2.1 приведена физико-химическая характеристика Лебяжинской нефти (Б2).

Таблица 2.1- Физико-химическая характеристика Лебяжинской нефти (Б2)

Наименование показателей	Значение	Наименование показателей	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	0,8476	Кислотное число, мг КОН на 1 кг. нефти	0,12
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с: при 20 °С при 50 °С	0,86 0,47	Коксуемость, % Зольность, %	3,24 0,69
Температура застывания: (с термообработкой), °С (без термообработки), °С	-11 -3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	-26
Содержание, % масс. – общей серы – азота –сернокислотных смол – силикагелевых смол – асфальтенов – парафина – нафтеновых кислот	1,52 0,10 20 5,96 1,62 4,1 0,1	Выход фракций, в % весовых: до 200 °С до 350 °С	25,0 54,0

В таблице 2.2 приведена характеристика фракций, выкипающих до 200 °С.



Таблица 2.2 - Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С		28-85	28-120	28-150	28-180	28-200
Выход на нефть, %		6,6	13,1	16,0	21,6	25,0
Плотность $\rho_{420}$		0,6633	0,6951	0,7072	0,7200	0,7302
Фракционный состав, °С	н.к	33	44	49	48	48
	10%	41	62	64	73	74
	50%	60	92	100	118	130
	90%	84	120	133	165	179
Содержание серы, % масс.		0,060	0,079	0,105	0,130	0,148

В таблице 2.3 приведена характеристика керосиновых дистиллятов.

Таблица 2.3 - Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С		150-300	150-320
Выход на нефть, %		27,8	32,0
Плотность, $\rho_{420}$		0,8190	0,8260
Фракционный состав, °С	н.к	170	175
	10%	187	188
	50%	242	245
	90%	280	290
	98%	296	302
Температура, °С	помутнения	78	78
	вспышки	56	62
Высота некопящего пламени, мм		-	-
Содержание серы, % масс.		0,75	0,84
Кислотность, мг КОН на 100 мл дистиллята		0,47	0,49

В таблице 2.4 приведена характеристика дизельных топлив и компонентов.

Таблица 2.4 - Характеристика дизельных топлив и компонентов

Температура отбора, °С		150-300	150-320	180-300	200-350
Выход на нефть, %		27,8	32,0	22,2	29,0
Цетановое число		-	-	-	-
Плотность, $\rho_{420}$		0,8193	0,8260	0,8290	0,8482
Вязкость $\nu_{20}$ мм <sup>2</sup> /с		2,46	2,91	3,01	6,16
Вязкость $\nu_{50}$ мм <sup>2</sup> /с		-	-	-	-
Фракционный состав	10%	187	188	217	238
	50%	242	245	245	273
	90%	280	290	286	324
	96%	290	300	293	334
Температура, °С	застывания	-35	-30	-32	-14
	вспышки	56	62	78	100
Содержание серы, % масс.		0,75	0,84	0,84	1,12

В таблице 2.5 приведена характеристика остатка нефти.

Таблица 2.5 - Характеристика остатка нефти

Остаток после отбора фракции до t, °С		> 300°С	> 500
Выход на нефть, %		43,8	18,8
Плотность, ρ420		0,8512	0,9870
ВУ при 80°С		8,78	-
ВУ при 100°С		4,14	-
Температура, °С	застывания	24	33
	вспышки	228	-
Содержание серы, % масс.		2,25	2,70
Коксуемость, %		8,20	16,00

В таблице 2.6 приведены свойства, определяющие шифр Лебяжинской нефти (Б2).

Таблица 2.6 - Свойства, определяющие шифр Лебяжинской нефти (Б2)

Наименование		Значение
Содержание серы, % масс.	в нефти	1,52
	в бензине (фр.нк-200°С)	0,522
	в керосине (фр.150-300°С)	0,75
	в дизтопливе (фр.200-350°С)	1,12
Класс нефти		3
Выход фракций до 350°С, % масс.		54
Тип нефти		2
Суммарное содержание базовых масел, % масс.	на нефть	26,8
	на мазут	47,5
Группа нефти		1
Индекс вязкости масел		85
Подгруппа нефти		3
Содержание парафина в нефти, % масс.		4,1
Вид нефти		2
Шифр нефти		3.2.1.3.2

В таблице 2.7 приведен состав состав Лебяжинской нефти (Б2) по ИТК.

Таблица 2.7 - Состав Лебяжинской нефти (Б2) по ИТК

Пределы кипения фракций, °С	Выход фракций, % масс.	
	отдельной фракции	суммарный
1	2	3
До 28	2,2	2,2
28-56	2,3	4,5
56-69	2,3	6,8
69-93	2,5	9,3

Окончание таблицы 2.7

1	2	3
93-110	2,6	11,9
110-122	2,3	14,2
122-143	2,6	16,8
143-158	2,7	19,5
158-173	2,8	22,3
173-188	2,8	25,1
188-204	2,9	28,0
204-222	2,9	30,9
222-240	2,9	33,8
240-252	2,9	36,7
252-264	2,9	39,6
264-280	3,1	42,7
280-300	3,0	45,7
300-314	3,1	48,8
314-327	3,1	51,9
327-345	3,1	55,0
345-357	3,1	55,2
357-376	3,2	61,3
376-398	3,1	64,4
398-415	3,2	67,6
Остаток	32,4	100,0

## 2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

Исследование нефти с целью ее последующей классификации проводится для оценки потенциальных возможностей производства различных нефтепродуктов из данной нефти и выбор рациональной схемы ее переработки.

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

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

Схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах определённого ассортимента, качеством перерабатываемой нефти, стоянием разработки технологических процессов. Решающим фактором является потребность в нефтепродуктах того района, где находится предприятие. Кроме того, балансом производства и потребления нефтепродуктов предусматривается их перевозки с минимумом затрат.

Поточная схема представлена на рисунке 1.

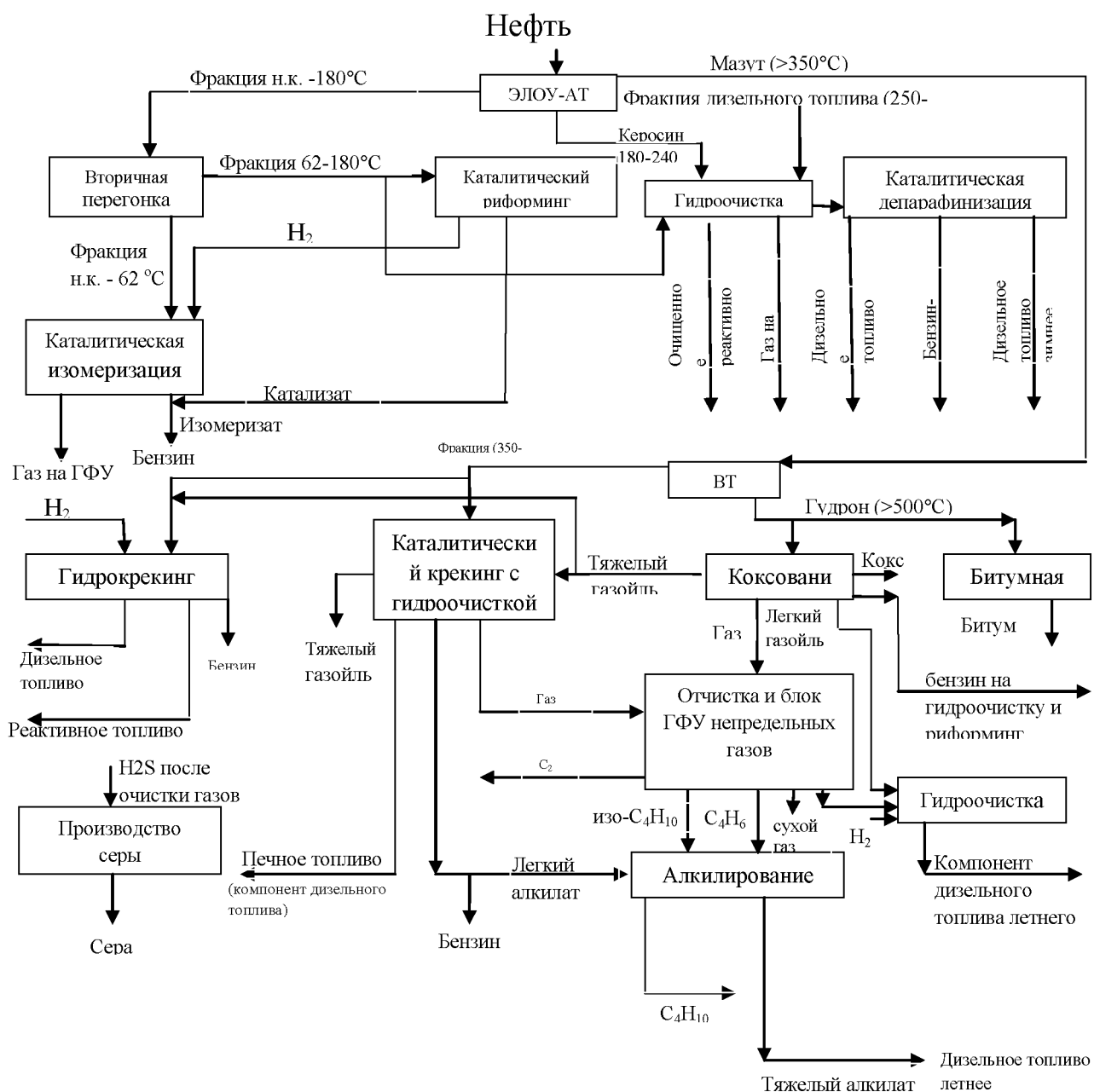


Рисунок 1 – Поточная схема завода с глубокой переработкой нефти по топливному варианту

По классификации Лебяжинской нефти видно, что она пригодна для переработки по топливному варианту. В данном случае выбрана схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Завод имеет в своём составе установки первичной и вторичной переработки: из первичной - это обессоливание, обезвоживание, стабилизация нефти, перегонка на выделение бензиновой, керосиновой, дизельной фракций; вторичной перегонки - когда бензиновая фракция делится на три узкие фракции, одна из них направляется на изомеризацию, вторая - на установку каталитического риформинга для получения бензола, толуола, третья - (тяжёлый бензин)

подвергается каталитическому риформированию в режиме производства высокооктанового бензина. Керосиновая и дизельная фракции очищаются от сернистых соединений на установке гидроочистки; часть дизельной фракции депарафинизируется с получением жидких парафинов  $C_{10}-C_{20}$  и зимнего дизельного топлива.

Газовые потоки АТ и риформинга поступают на ГФУ для получения товарных сжиженных газов - пропана, н-бутана, изо-бутана и т.д.

Тяжёлый остаток АТ - мазут - выпускается как товарное котельное топливо, а часть - как сырьё для битумной установки.

### **2.3. Характеристика установок по переработке нефти**

Нефть сырая из резервуаров хранения поступает на установку ЭЛОУ-АВТ, которая является головной.

В состав установки входят:

- электрообессоливание и обезвоживание нефти;
- атмосферная перегонка и стабилизация бензина;
- вакуумная перегонка остатка;
- блок утилизации дымовых газов.

Процесс производится с помощью физико-химических методов: обессоливание, обезвоживание, очистки от сернистых соединений; физических методов: ректификации, теплообмена. Для перегонки используют одноступенчатые трубчатые установки. Вначале перегонку ведут при атмосферном давлении с выделением бензиновой и других высококипящих фракций; остаток - мазут - перегоняют в вакууме во избежание расщепления углеводородов при действии высокой температуры. Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, гудрона. Кроме этих продуктов на установке получают сухой и жирный газы, сжиженный газ.

Сырьём установки каталитического риформинга и экстракции ароматических углеводородов являются фракции, отбираемые в пределах  $62-85^{\circ}\text{C}$  и  $85-105^{\circ}\text{C}$ . Процесс предназначен для получения ароматических углеводородов (главным образом бензола, толуола), важное значение имеет побочный продукт - водородсодержащий газ. Сырьё с блока риформинга вводится в экстрактор, в верхнюю часть которого подаётся экстрагент. Из нижней части экстрактора насыщенный углеводородами растворитель поступает в отпарную колонну, где осуществляется процесс экстрактивной ректификации.

Прямогонные бензиновые фракции ( $85-105^{\circ}\text{C}$ ,  $105-140^{\circ}\text{C}$ ,  $140-180^{\circ}\text{C}$ ) являются сырьём установки каталитического риформинга. Процесс заключается в ароматизации бензиновых фракций происходящих в результате реакций каталитического преобразования нафтеновых и парафиновых углеводородов в ароматические, при этом значительно возрастает октановое число. Выход

высокооктанового компонента бензина составляет 80-88% (масс.), его октановое число 80-85 (моторный метод) против 30-40 для сырья. Применяется активный биметаллический платино-ренийевый катализатор, имеющий форму цилиндров. Продуктами каталитического риформинга являются:

- стабильный катализат - служит компонентом товарного автобензина;
- водородсодержащий газ - используется на установках гидроочистки дизельного топлива, гидроочистки керосина, изомеризации углеводородов, каталитического крекинга;
- нестабильная головка - является сырьём газофракционирующей установки;
- углеводородный газ.

В качестве сырья установки гидроочистки керосина используется прямогонная керосиновая фракция. Установка спроектирована для понижения содержания серы в сырье - керосине - с 0,166 до менее 0,001% (масс.). Целевым продуктом процесса является гидроочищенная керосиновая фракция. Кроме того, получают небольшие количества низкооктановой бензиновой фракции.

В качестве исходного дистиллята гидроочистки дизельного топлива используются керосин-газойлевые фракции с температурами выкипания 180 - 230, 230 - 350°C (метод разгонки стандартный), дистилляты вторичного происхождения газойли коксования). Процессы протекают в среде водорода, на стационарном катализаторе (алюмокобальтмолибденовом), путём удаления серы, кислорода, смолистых соединений, непредельных соединений. Процесс гидроочистки повышает стабильность топлив, снижает коррозионную активность, улучшает цвет и запах. Побочными продуктами процесса являются низкооктановый бензин, углеводородный газ, сероводород.

Сырьём установки адсорбционной депарафинизации дизельного топлива является гидроочищенное диз.топливо. Процесс предназначен для получения зимних и арктических дизельных топлив с требуемыми температурами застывания (зимнее - имеет температуру застывания минус 40°C, арктическое - минус 60°C) и низкотемпературными свойствами, также процесс предназначен для получения низкоплавких парафинов. В процессе карбамидной депарафинизации используется водный, насыщенный при 70°C раствор карбамида в смеси воды и изопропанола. Особенностью реакции комплексообразования в таких условиях является быстрое уменьшение концентрации карбамида за счёт его вступления в комплекс с нормальными парафиновыми углеводородами исходного сырья. Поэтому комплексообразование проводят в переменном температурном режиме.

Процесс газофракционирующей установки предельных газов предназначен для получения индивидуальных лёгких углеводородов. Источником углеводородных газов являются газы, выделившиеся при первичной перегонки на установке АВТ и каталитического риформинга. Газы первичной перегонки проходят очистку 15% раствором МЭА от сероводорода (процесс абсорбции).

Очищенная смесь углеводородных газов и головка каталитического риформинга подаются на блок ректификации, где выделяются узкие углеводородные фракции:

- пропановая - используется как бытовой сжиженный газ, применяется в качестве хладагента и сырья для пиролиза;

- изобутановая - применяется в качестве сырья для производства синтетического каучука;

- бутановая - используется как бытовой сжиженный газ, добавляется к автомобильным бензинам для повышения давления паров;

- изопентановая - служит компонентом высокооктановых бензинов;

- пентановая - является сырьём для процессов изомеризации;

- сухой газ - выводится в топливную сеть;

- газовый бензин (C5 и выше) - компонент высокооктановых бензинов.

В качестве исходного сырья на установке изомеризации используется пентановая фракция, выделенная на ГФУ предельных газов, бензиновая фракция н.к.-62°C, полученная на установке АВТ. Установка изомеризации состоит из двух блоков – ректификации и изомеризации. В блоке ректификации сырьё 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. Процесс изомеризации осуществляется в реакторе со стационарным слоем катализатора (бифункциональный, содержащий платину на кислотном носителе) в паровой фазе при давлении и циркуляции ВСГ. Достижение полного превращения н-пентана в изопентан осуществляется путём рециркуляции непревращённого н-пентана. Целевые продукты изомеризации (изопентан и изогексан) используются для производства высокооктановых компонентов бензинов, а также сырья для нефтехимической промышленности.

Сырьем установки ВТ-битумная является подготовленный для окисления гудрон, мазут с установки АВТ. В состав установки входят: блок вакуумной перегонки мазута и блок окисления гудрона. В блоке ВТ принята одноклонная схема вакуумной переработки мазута, обеспечивающая получение гудрона, удовлетворяющего по качеству требованиям, предъявляемым к сырью для производства битумов методом окисления. Технологическая схема битумного блока - двухпоточная, что дает возможность одновременно получать разные марки битумов: строительные и дорожные. Отработанные газы окисления, состоящие из азота, водяных паров, диоксида и оксида углерода, остаточного кислорода и органических веществ, выводят из окислительного аппарата на термическое обезвреживание - сжигание.

Сырьем установки производства серы служит сероводород выделенный на установках в процессе переработки нефти. Сероводород выделяют с помощью 15%-ного водного раствора моноэтаноламина из соответствующих потоков с установок гидроочистки и гидрокрекинга. На установке производства серы смонтирован блок регенерации сероводорода из насыщенных растворов

моноэтаноламина. Регенерированный моноэтаноламин возвращается на установки гидроочистки, где вновь используется для извлечения сероводорода. Основные стадии процесса производства серы и технического сероводорода: термическое окисление сероводорода кислородом воздуха с получением серы и диоксида серы; взаимодействие диоксида серы с сероводородом в реакторах (конвекторах), загруженных катализатором. Продукт установки - элементарная сера с её содержанием не менее 99,98 % (масс.).

## 2.4 Материальный баланс предприятия

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

### 2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

В таблице 2.8 приведен материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Таблица 2.8 - Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	тонны
1	2	3	4
1 Обессоливание нефти			
Поступило:			
Нефть сырая	101	101	11377962,1
Получено:			
Нефть обессоленная	100	100	11265309
Вода и соли	1	1	112653,09
Всего:	101	101	11377962,1
2 Атм.-вакуум-я перегонка			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100	100	11265309
Получено:			
Газ и головка стабилизации	2,2	2,2	247836,8
Фракция н.к. -62°C	3,5	3,5	394285,8
62-85°C	3,1	3,1	349224,6



Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4
85-105°C	2,2	2,2	247836,8
105-140°C	5,6	5,6	630857,3
140-180°C	7,2	7,2	811102,3
180-230°C	8,4	8,4	946286
230-350°C	24	24	2703674
350-500°C	25	25	2816327
Гудрон	18,1	18,1	2039021
Потери	0,7	0,7	78857,16
Всего:	100	100	11265309
3 Кат. Риформинг и экстракция Ар. УВ			
Поступило:			
Фракция 62-85°C	73,809	3,1	349222,2
85-105°C	26,190	1,1	123916,2
Всего:	100	4,2	473143,1
Получено:			
Бензол	11,8	0,4956	55830,89
Толуол	11,9	0,4998	56304,03
Сольвент	3,0	0,1260	14194,29
Рафинат	56,0	2,3520	264960,1
ВСГ	5,0	0,2100	23657,155
Головка стабилизации	5,0	0,2100	23657,155
Газ	6,0	0,2520	28388,59
Потери	1,3	0,0546	6150,86
Всего:	100	4,2	473143,1
4 Кат. Риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	8,30966	1,1	123916,2
105-140°C	42,3037	5,6	630845,8
140-180°C	33,9941	4,5	506930,5
Тяж. Бензин гидрокрекинга	10,7677	1,42539	160571,2
Бензины-отгоны гидроочистки	4,6246	0,61219	68963,45
Всего:	100,00	13,2376	1491227
Получено:			
Катализат	83,00	10,9872	1237718
ВСГ	5,00	0,66188	74561,35
В т.ч. Водород	1,10	0,14561	16403,5
Головка стабилизации	5,00	0,66188	74561,35
Газ	6,00	0,79426	89473,62
Потери	1,00	0,13238	89473,62
Всего:	100,00	13,2376	1491227
5 Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°C	39,10	2,7	304174,5
180-230°C	60,82	4,2	473143
ВСГ	1,20	0,088	9335,278

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4
В т.ч. Водород	0,30	0,022	2333,819
Всего:	101,20	6,988	910568,9
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,20	6,7112	874578,03
Бензин-отгон	1,50	0,1036	13496,57
Сероводород	0,10	0,0069	899,77
Газ	2,00	0,1381	17995,43
Потери	0,40	0,0276	3599,09
Всего:	101,20	6,988	910568,9
6 Гидроочистка дизельных фракций			
Поступило:			
Фракция 180-230°C	13,8495	4,2	473143
230-350°C	79,1401	24	2703674
Легкий газойль коксования	6,9445	2,106	237246,2
ВСГ	1,7	0,5355	58077,41
В т.ч. Водород	0,40	0,126	13665,27
Всего:	101,70	30,8415	3472144
Получено:			
Гидроочищенное ДТ	97,10	29,4465	3315095
Бензин-отгон	1,10	0,33358	37555,15
Сероводород	0,80	0,24261	27312,83
Газ	2,30	0,69749	78524,4
Потери	0,40	0,12130	13656,42
Всего:	101,70	30,8415	3472144
7 Адсорбционная депарафинизация ДТ			
Поступило:			
Гидроочищенное ДТ	100,00	10,696	1204158,6
Всего:	100,00	10,696	1204158,6
Получено:			
ДТ Зимнее	85,00	9,0916	1023535
Промежуточная фракция	9,10	0,9733	109578,4
Парафин жидкий	5,00	0,5348	60207,93
Потери	0,90	0,0962	10837,43
Всего:	100,00	10,696	1204158,6
8 Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	61,9592	2,2	247836,8
Головка каталитического риформинга	24,5550	0,87188	98220
Головка гидрокрекинга	13,4857	0,47884	53942,8
Всего:	100	3,55072	400000
Получено:			
Пропан	21,6	0,76695	86400
Изобутан	16,1	0,57166	64400

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4
н-Бутан	33	1,17173	132000
Изопентан	8,6	0,30536	34400
н-Пентан	11	0,39067	44000
Газовый бензин	1,8	0,06391	7200
Газ	6,5	0,23079	26000
Потери	1,4	0,04971	5600
Всего:	100	3,55072	400000
9 Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к.-62°C	90,30933	3,5	394285,8
Пентан с ГФУ	10,08033	0,39067	44000
ВСГ	1,1	0,0275	4802,542
в т.ч. Водород	0,2	0,005	873,1895
Всего:	101,1	3,9182	443971,7
Получено:			
Изопентан	69,8	2,7051	306520,5
Изогексан	26,3	1,019	115494,1
Газ	4	0,155	17565,65
Потери	1	0,0387	4391,411
Всего:	101,1	3,9182	443971,7
10 Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	75	4,1	461877,685
Фракция 350-500°C	25	2,5	153959,2
ПАВ	3	0,3	18475,11
Всего:	103	6,9	634312
Получено:			
Битумы дорожные	72,7	4,8701	447713,4
Битумы строительные	26,4	1,7685	162580,9
Отгон	1,3	0,0870	8005,88
Газы окисления	1,6	0,1072	9853,39
Потери	1	0,0670	6158,369
Всего:	103	6,9	634312
11 Гидрокрекинг дистиллята			
Поступило:			
Фракция 350-500°C	90	10	1126530,8
Деасфальтизат	10	1,14	125170,1
Водород с водородной установки	3	0,33	37551,03
Всего:	103	11,47	1289252
Получено:			
Бензин легкий	2,6	0,28953	32544,23
Бензин тяжелый	12,8	1,42539	160217,7
Реактивное топливо	20,9	2,32740	261605,5

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4
Дизельное топливо	46	5,1225	575782,4
Тяжелый газойль (выше 350°C)	7,9	0,87973	98884,38
Сероводород	2,3	0,25612	28789,12
Газ	5,2	0,57806	65088,45
Головка стабилизации	4,3	0,47884	53823,14
Потери	1	0,11135	12517,01
Всего:	103	11,47	1289252
12 Каталитический крекинг с блоком предварительной очистки сырья			
Блок гидроочистки			
Поступило:			
Фракция 350-500°C	100	12,5	1408163,5
Водород с водородной установки	1,5	0,1875	21122,45
Получено:			
Гидроочищенный вакуум-дистиллят	94,8	11,8505	1334939
Бензин - отгон	1,4	0,17501	19714,29
Сероводород	2,3	0,28751	32387,76
Газ	2	0,25001	28163,27
Потери	1	0,12501	14081,64
Всего:	101,5	12,688	1429286
Блок каталитического крекинга			
Поступило:			
Гидроочищенный вакуум - дистиллят	100	11,8505	1334939
Получено:			
Газ и головка стабилизации	17,3	2,05014	230944,4
Бензин	43,2	5,11941	576693,6
Легкий газойль (Фракция 180-230°C)	12,6	1,49317	168202,3
Тяжелый газойль (Фракция 280-420°C) - сырье для производства технического углерода	10	1,18505	133493,9
Фракция 420°C	10,4	1,23245	138833,7
Кокс выжигаемый и потери	6,5	0,77028	86771,04
Всего:	100	11,8505	1334939
13 Коксование			
Поступило:			
Гудрон	76,923	6	675918,564
Асфальт с установки деасфальтизации	23,077	1,8	202776,448
Всего:	100	7,8	878695
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,6	0,6708	75567,77
Бензин	13	1,014	114230,4
Легкий газойль	27	2,106	237247,7
Тяжелый газойль	24,4	1,9032	214401,6
Кокс	24	1,872	210886,8

## Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4
Потери	3	0,234	26360,85
Всего:	100	7,8	878695
14 Висбрекинг			
Поступило:			
Гудрон	100	2	225306,188
Всего:	100	2	225306,188
Получено:			
Газ	1,7	0,034	3830,205
Бензин	4,3	0,086	9688,166
Газойль	9,3	0,186	20953,48
Котельное топливо	82,7	1,654	186328,2
Потери	2	0,04	4506,124
Всего:	100	2	225306,188
15 Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
Гудрон	100	3	337959,282
Всего:	100	3	337959,282
Получено:			
Асфальт на замедленное коксование	60	1,8	202775,569
Деасфальтизат на гидрокрекинг	38	1,14	128424,527
Потери	2	0,06	6759,186
Всего:	100	3	337959,282
16 Гидрокрекинг остатка			
Поступило:			
Гудрон	100	4	450612,376
Водород с водородной установки	3	0,12	13518,37
Всего:	103	4,12	464130,7
Получено:			
Газ	2,8	0,112	12617,145
Бензин	8,8	0,352	39653,885
Дизельное топливо	17,9	0,716	80659,607
Вакуумный газойль	24,1	0,964	108597,57
Остаток	45	1,8	202775,55
Сероводород	2,4	0,096	10814,696
Потери	2	0,08	9012,247
Всего:	103	4,12	464130,7
17 Газофракционирование непред. газов			
Поступило:			
Газ и головка кат. крекинга	75,34676	2,05014	230944,4
Газ и головка коксования	24,65324	0,6708	75564,33
Всего:	100	2,72094	306508,7
Получено:			

## Окончание таблицы 2.8

1	2	3	4
Пропан-пропиленовая фракция	24	0,65303	73562,09
Бутан-бутиленовая фракция	33	0,8979	101147,9
Газовый бензин (С5 и выше)	6,5	0,17686	19923,07
Газ	33,5	0,91151	102680,4
Потери	3	0,0816	9195,261
Всего:	100	2,72094	306508,7
18 Алкилирование			
Поступило:			
Бутан-бутиленовая фракция	100	0,8979	101147,9
В т.ч. изобутан	40	0,35916	40459,16
Всего:	100	0,8979	101147,9
Получено:			
Легкий алкилат	77,1	0,69228	77985,031
Тяжелый алкилат	3,1	0,02783	3135,585
Пропан	1,9	0,01706	1921,81
Бутан-пентаны	14,9	0,13378	15071,037
Потери	3	0,02693	3034,437
Всего:	100	0,8979	101147,9
19 Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100	0,88914	100204,176
Всего:	100	0,88914	100204,176
Получено:			
Сера элементная	97	0,8625	97198,051
Потери	3	0,02667	3006,125
Всего:	100	0,88914	100204,176
20 Производство водорода			
Поступило			
Сухой газ	32,7	1,4202	160021,799
Хим.очищенная вода (на реакцию)	67,3	2,9231	329341,501
Всего:	100	4,3434	489363,3
Получено:			
Водород технический, 96%	18,2	0,7905	89064,129
В т.ч. водород 100%	17,5	0,7601	85638,59
Двуокись углерода	77,8	3,3792	380724,7
Потери	4	0,1737	19574,53
Всего	100	4,3434	489363,3

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

В таблице 2.9 приведен сводный материальный баланс НПЗ.

Таблица 2.9 - Сводный материальный баланс НПЗ при работе по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	Тонны
1	2	3
Поступило		
Нефть обессоленная	100	11265309
ПАВ на производство битума	0,3	18475
Вода на производство водорода	2,923	329342
Всего	103,223	11613126
Получено		
Автомобильный бензин	24,243	2732551
В т.ч.:		
катализат риформинга	10,987	1237718
алкилат легкий	0,692	77985
рафинат от производства ароматических углеводородов	2,352	264960
бензин каталитического крекинга	5,119	576693,6
изопентан	1,505	170460
изогексан	1,019	115494
легкий бензин гидрокрекинга	0,290	32544
газовые бензины	0,241	27123
бензин коксования	1,014	114230
бутан	0,586	66000
Керосин гидроочищенный	6,711	874578
Дизельное топливо летнее	23,083	3048295
В т.ч.:		
гидроочищенное топливо	18,751	2110936
легкий газойль каталитического крекинга	1,493	168202,3
тяжелый алкилат	0,028	3135,6
промежуточная фракция депарофинизации	0,973	109578
Дизельное топливо зимнее	13,092	1023535
Реактивное топливо	2,327	261606

## Окончание таблицы 2.9

1	2	3
Ароматические углеводороды	1,121	126328
В т.ч.:		
бензол	0,496	55830,89
толуол	0,500	56304,03
сольвент	0,126	14194,29
Сжиженные газы	2,728	307355
В т.ч.:		
пропан	0,767	86400
изобутан	0,572	64400
н-бутан	0,586	66000
пропан-пропиленовая фракция	0,653	73562,09
пропан и бутан-пентаны алкилирования	0,151	16993
Изопентан	1,505	1700460
Жидкий парафин	1,535	60208
Кокс нефтяной	1,872	210887
Битумы дорожные и строительные	6,639	610294
Сырье для производства технического углерода	1,185	133494
Котельное топливо	8,520	849229
В т.ч.:		
тяжелый газойль коксования	2,867	214402
фракция выше 420 °С каткрекинга	1,232	138833,7
фракция выше 350 °С гидрокрекинга	0,880	98884,38
отгоны производства битумов	0,087	8005,88
котельное топливо с висбрекинга	1,654	186328,3
остаток	1,8	202775,55
Сера элементная	0,862	97198
Топливный газ	2,733	310305
Диоксид углерода	3,379	380725
Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,877	423396
Потери	2,248	
Всего	103,662	11620445



## 2.5 Описание технологического процесса газодифракционирования

### 2.5.1 Характеристика сырья газодифракционирующей установки

Сырьём газодифракционирующей установки являются нестабильные головки АТ и каталитического риформинга. Качество сырья определено стандартами предприятия (СТП).

В таблице 2.10 приведена характеристика качества сырья, поступающего на установку.

Таблица 2.10 - Характеристика качества сырья

Наименование показателя	Результат	Наименование показателя	Результат
Углеводородный состав, %		-i-C <sub>5</sub>	19,2
-C <sub>2</sub>	1,2	-н-C <sub>5</sub>	17,2
-C <sub>3</sub>	12,4	- сумма C <sub>6</sub>	11,3
-i-C <sub>4</sub>	9,4	Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.
-н-C <sub>4</sub>	29,3		

### 2.5.2 Теоретические основы процесса

Нефтезаводские газы являются в основном углеводородными газами с большим содержанием примесей. Переработка газового сырья включает в себя очистку газа от примесей, удаление тяжёлых углеводородов, осушку и разделение на фракции или индивидуальные компоненты, хранение, одоризацию.

Для разделения смесей на индивидуальные компоненты широкое распространение в промышленной практике получил метод ректификации. Для очистки газов от примесей сероводорода, двуокиси углерода, влаги широко используется метод абсорбции.

Направление переработки газовых фракций зависит от профиля завода и конъюнктуры рынка. На проектируемом заводе для производственных нужд необходим «сухой газ» в качестве топлива, фракция н-бутана для вовлечения в товарный бензин с целью повышения давления насыщенных паров бензинов. Основным товарным продуктом является углеводородный сжиженный топливный газ для коммунально-бытового потребления, также спросом на рынке пользуются фракция изобутана и смеси углеводородов для нефтехимии.

### 2.5.3 Характеристика процесса

ГФУ предназначена для переработки нестабильных головок АТ и каталитического риформинга, газа стабилизации каталитического риформинга, газов АТ.

Углеводородные нефтяные и природные газы могут содержать в качестве

примесей нежелательные кислые компоненты - диоксид углерода (CO<sub>2</sub>), сероводород (H<sub>2</sub>S), а также сераорганические соединения - серооксид углерода (COS), сероуглерод (CS<sub>2</sub>), меркаптаны (RSH), тиофены.

Диоксид углерода, сероводород и меркаптаны создают условия для коррозии металлов, отравляют катализаторы, снижают эффективность каталитических процессов, в которых используются углеводородные газы.

Сероводород, меркаптаны, серооксид углерода - высокотоксичные вещества. Содержание этих веществ в товарной продукции нормируется ГОСТами и ТУ, содержание меркаптанов в сжиженном газе для коммунально-бытовых целей обязательно, но не более 0,013%.

Диоксид углерода, присутствующий в газообразном топливе, уменьшает теплоты сгорания топлива.

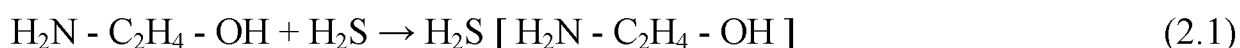
Для очистки нефтяных и природных газов от сероводорода, диоксида углерода и других серо- и кислородосодержащих соединений применяем абсорбционные процессы. При химической абсорбции очистка газов от нежелательных компонентов происходит в результате контакта газов с растворителями: моноэтаноламином, диэтаноламином, диизопропаноламином, дигликольамином. При контакте нежелательных компонентов с этими растворителями происходят химические реакции. По физико-химическим свойствам и технико-экономическим показателям используем метод очистки газов с помощью моноэтаноламина (МЭА).

Выбор схемы промышленной установки газоразделения зависит в основном от состава нефти. Ректификационный метод разделения без предварительной абсорбции или конденсации применяется обычно для разделения деэтанализованных фракций. В нашем случае в состав сырья ГФУ входит этан, при этом он находится в газообразном состоянии с примесями более тяжёлых газов. Для разделения необходимо применить предварительную конденсацию газов атмосферной перегонки и в смеси с нестабильными головками подвергнуть ректификации

#### **2.5.4 Основные химические реакции**

В процессе газофракционирования химические реакции возможны только при очистке газов от примесей.

При взаимодействии МЭА с сероводородом протекает следующая химическая реакция:



Растворимость H<sub>2</sub>S в растворе МЭА повышается с увеличением парциального давления H<sub>2</sub>S в газе. При повышении температуры абсорбции и концентрации раствора МЭА растворимость H<sub>2</sub>S снижается. Глубина извлечения

H<sub>2</sub>S из газа составляет 99%.

Очистку МЭА проводят вначале процесса газофракционирования, очищая сырьё поступившее на переработку.

По окончании процесса ректификации проводят доочистку товарных продуктов, называемую тонкой. Одним из старых и распространённых процессов тонкой очистки газов от CO<sub>2</sub> является щелочная очистка растворами едкого натра. Основная реакция этого процесса:



При увеличении температуры с 25 до 45 С° скорость абсорбции CO<sub>2</sub> возрастает в 1,5 раза. Остаточное содержание CO<sub>2</sub> в газе после очистки не превышает 0,001-0,002%.

Едким натром производится доочистка от H<sub>2</sub>S и меркаптанов:



Щёлочь взаимодействует и с другими соединениями серы:



Остаточное содержание H<sub>2</sub>S в газе не более 1 мг/м<sup>3</sup>.

Регенерацию МЭА проводят на специальной установке при температуре 110-130 °С в десорбере. Из выделенного H<sub>2</sub>S получают элементарную серу.

### **2.5.5 Влияние основных технологических параметров на результаты процесса**

Установки фракционирования газа путём ректификации характеризуются некоторыми особенностями. Необходимость полной или частичной конденсации головного погона заставляет осуществлять ректификацию под давлением, которое тем выше, чем легче головной погон. Однако повышенное давление затрудняет разделение.

Последующее использование компонентов газа требует чёткого их разделения, поэтому колонны ГФУ имеют большое количество тарелок. Допустимая скорость паров в колоннах является функцией разности плотностей горячей флегмы и паров. Поскольку повышение давления до 1-2 МПа увеличивает плотность паров в 10-20 раз, допустимая скорость паров в колоннах ГФУ не превышает 0,2-0,25 м/с.

Разделение смесей происходит при небольшой разнице температур верха и низа колонны, что откладывает свой отпечаток на режим ректификации, сужает пределы рабочих температур, изменение которых приводит к нарушению режима колонны и установки в целом

### 2.5.6 Технологическая схема ГФУ

Нестабильная головка АТ поступает в буферную ёмкость Е-3, в которую подаётся также и нестабильная головка отпарки из секции каталитического риформинга. Смесь углеводородов из Е-3 насосом Н-11 направляется через холодильник Х-1, где охлаждается оборотной водой 1 системы до 40 °С, в экстрактор сероочистки сжиженных газов К-5. Сероочистка проводится 15% водным раствором моноэтаноламина, который подаётся в экстрактор с установки регенерации МЭА. Раствор МЭА охлаждается в холодильнике Х-2 до температуры 35°С и подаётся в верхнюю часть экстрактора. Насыщенный раствор МЭА из экстрактора К-5 поступает в сепаратор С-5 где происходит сепарация углеводородных газов из раствора МЭА. Очищенная от сероводорода смесь углеводородов из К-5 поступает в буферную ёмкость сырья ректификации Е-6. Также в неё поступает нестабильная головка каталитического риформинга и смесь углеводородов из ёмкости Е-7. Сырьё ректификации через теплообменник Т-11, где нагревается фракцией «С<sub>5</sub> и выше», через подогреватель Т-2, насосом Н-15 подаётся в дезтанизатор К-1. Дезтанизатор К-1 работает в режиме неполной конденсации верхнего продукта (в режиме абсорбции). Газ из верхней части колонны поступает в ёмкость Е-7. Газ из Е-7 выводится в линию сухого газа. Конденсат из Е-7 под собственным давлением подаётся в ёмкость Е-6. В качестве орошения верха колонны К-1 используется сырьё из Е-6, которое подаётся насосами Н-15, 16 и 16а. Нижний продукт К-1 под собственным давлением подаётся в дэбутанизатор К-2.

Верхний продукт К-2 после охлаждения в воздушных конденсаторах-холодильниках ХК-10,11,11а, водяном холодильнике Х-7 конденсируется и поступает в ёмкость Е-9. Конденсат из Е-9 насосом Н-21,22 подаётся частично в колонну К-2 в качестве орошения, а балансовый избыток направляется в ёмкость сырья пропановой колонны Е-8. Кубовый продукт К-2 фракция «С<sub>5</sub> и выше» проходит по трубкам теплообменника Т-11, где отдаёт тепло сырью дэбутанизатора, воздушный холодильник Х-6а, водяной холодильник Х-6, где охлаждается оборотной водой до температуры 40 °С и направляется в Е-19, 19а. Сырьё пропановой колонны К-3 из Е-8 забирается насосами Н-19,20, через подогреватель Т-7 подаётся в питательную секцию К-3. Верхний продукт К-3 поступает в воздушные конденсаторы-холодильники ХК-12,13, где конденсируется, затем охлаждается в Х-10 и поступает в Е-10. Конденсат из Е-10 насосами Н-23,24 подаётся частично на орошение в К-3, а балансовый избыток через холодильник Х-3 поступает в ёмкость Е-13. Из Е-13 фракция выводится с

установки в ПСГ. Кубовый продукт К-3 под собственным давлением поступает в изобутановую колонну К-4.

Отгонная и укрепляющая части изобутановой колонны выполнены в виде двух последовательно соединённых аппаратов К-4/1 и К-4/2. Верхний продукт К-4/1 после охлаждения в воздушных конденсаторах-холодильниках ХК-14,15,15а, проходит холодильник Х-9 и поступает в ёмкость Е-11. Конденсат из Е-11 насосами Н-29,30 подаётся частично на орошение в К-4/1, а балансовый избыток (изобутановая фракция) через холодильник Х-4 поступает в ёмкость Е-15. Из Е-15 фракция выводится с установки в ПСГ. Горячее орошение из куба К-4/1 насосами Н-27, 28 подаётся наверх колонны К-4/2. Пары из К-4/2 по шлёмовой линии поступают в нижнюю часть К-4/1. Нижний продукт К-4/2 (н-бутановая фракция) насосами Н-25,26 через холодильник Х-5 поступает в отстойник Е-17. Н-бутановая фракция выводится с установки в ПСГ. Технологическая схема ГФУ приведена на графическом листе 2.

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

Состав и качество получаемых продуктов определяется составом исходного сырья и технологическим режимом процесса.

Конечными продуктами ГФУ являются:

- сухой газ в топливную сеть;
- пропановая фракция, с содержанием пропана не менее 96 % вес., с примесями этана и изобутана (пропановая фракция применяется в качестве сырья для пиролиза, хладагента и других целей);
- изобутановая фракция, с содержанием изобутана не менее 97 % вес., с примесями пропана и н-бутана (изобутановая фракция применяется в качестве сырья для производства синтетического каучука, алкилирования и других целей);
- н-бутановая фракция, с содержанием н-бутана не менее 97,5 % вес., с примесями изобутана и более тяжелых углеводородов (н-бутановая фракция применяется в качестве сырья для получения дивинила в производстве синтетического каучука, для пиролиза и других целей);
- сжиженные углеводородные газы для коммунально-бытового потребления;
- фракция "С<sub>5</sub> и выше", с примесями н-бутана, применяется как компонент товарного автобензина.

Качество конечных продуктов ГФУ определено соответствующими стандартами предприятия и техническими условиями:

- СТП 019932–300083–87 "Сухой газ";
- СТП 5747203–300165–95 "Фракция пропановая";
- СТП 019932–300049–87 "Фракция изобутановая";
- СТП 019932–300050–87 "Фракция н-бутановая";
- СТП 5747203–300162–94 "Фракция С<sub>5</sub> и выше";

- ТУ 38.101490–89 "Фракция пропановая";
- ТУ 38.101492–79 "Фракция изобутановая";
- ТУ 38.101497–79 "Фракция нормального бутана";
- ГОСТ 20448–80 "Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления".

Качество вырабатываемой продукции приведено в таблице 2.11

Таблица 2.11- Характеристика качества вырабатываемой продукции.

Наименование показателя	Результат	Наименование показателя	Результат
1	2	3	4
Сухой газ		Смесь пропан-бутановая	
Плотность, $\rho_4^{20}$ , г/дм <sup>3</sup>	1,70	Плотность, $\rho_4^{20}$ , г/дм <sup>3</sup>	0,515
Углеводородный состав, %		Углеводородный состав, %	
-C <sub>1</sub>	10,7	-C <sub>2</sub>	1,2
-C <sub>2</sub>	38,8	-C <sub>3</sub>	66,5
-C <sub>3</sub>	32,8	-iC <sub>4</sub>	1,3
- сумма C <sub>4</sub>	12,9	-nC <sub>4</sub>	31,0
- сумма C <sub>5</sub>	2,0	-iC <sub>5</sub>	отсутст.
Содержание H <sub>2</sub> , %	1,1	Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.
Содержание N <sub>2</sub> , %	1,4	Бутан-изопентановая фракция	
Содержание O <sub>2</sub> , %	0,3	Углеводородный состав, %	
Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.	-C <sub>2</sub>	отсутст.
Содержание H <sub>2</sub> S, %	0,002	-C <sub>3</sub>	0,2
Пропановая фракция		-iC <sub>4</sub>	2,3
Плотность, $\rho_4^{20}$ , г/ дм <sup>3</sup>	0,498	-nC <sub>4</sub>	20,2
Углеводородный состав, %		-iC <sub>5</sub>	44,5
-C <sub>2</sub>	2,1	-nC <sub>5</sub>	28,8
-C <sub>3</sub>	97,1	- сумма C <sub>6</sub>	4,0
-iC <sub>4</sub>	0,7	Фракция C <sub>5</sub> и выше	
-nC <sub>4</sub>	0,1	Плотность, $\rho_4^{20}$ , г/дм <sup>3</sup>	0,6417
-iC <sub>5</sub>	отсутст.	Углеводородный состав, %	
-nC <sub>5</sub>	отсутст.	-C <sub>2</sub>	отсутст.
Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.	-C <sub>3</sub>	отсутст.
Изобутановая фракция		-iC <sub>4</sub>	отсутст.
Плотность, $\rho_4^{20}$ , г/дм <sup>3</sup>	0,557	-nC <sub>4</sub>	0,1
Углеводородный состав, %		-iC <sub>5</sub>	25,7
-C <sub>2</sub>	отсутст.	-nC <sub>5</sub>	38,2
-C <sub>3</sub>	0,1	- сумма C <sub>6</sub>	36,0
-iC <sub>4</sub>	99,6	Фракционный состав, °C	
-nC <sub>4</sub>	0,3	Н.К.	36,5
-iC <sub>5</sub>	отсутст.	10%	40,0
-nC <sub>5</sub>	отсутст.	50%	45,6
- сумма C <sub>6</sub>	отсутст.	90%	65,0
Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.	К.К.	98,2
Н-бутановая фракция		Выход	97,8
Плотность, $\rho_4^{20}$ , г/дм <sup>3</sup>	0,578	Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.
Углеводородный состав, %			

Окончание таблицы 2.11

1	2	3	4
-C <sub>2</sub>	отсутст.		
-C <sub>3</sub>	отсутст.		
-iC <sub>4</sub>	0,3		
-nC <sub>4</sub>	99,7		
-iC <sub>5</sub>	отсутст.		
-nC <sub>5</sub>	отсутст.		
- сумма C <sub>6</sub>	отсутст.		
Содержание H <sub>2</sub> O, %	отсутст.		

## 2.6 Выбор основного оборудования

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

Современная нефтеперерабатывающая промышленность оснащена сложным оборудованием, предназначенным для осуществления разнообразных процессов - нагрева, охлаждения, конденсации, массопередачи, перекачки, компилирования, фильтрации и ряда других операций с нефтью и продуктами ее переработки.

По функциональному назначению это оборудование делится на следующие основные группы:

- реакторное - реакторы, регенераторы;
- массообменное - ректификационные колонны, абсорберы, десорберы;
- нагревательное - трубчатые печи, теплообменники;
- охладительное - холодильники-конденсаторы, аппараты воздушного охлаждения;
- оборудование для разделения эмульсий и суспензий - фильтры, центрифуги;
- оборудование для транспортировки жидких и газообразных сред - насосы, компрессоры;
- оборудование для отключения аппаратов и участков трубопроводов - запорная арматура (задвижки, вентили и др.).

Выбор типа основных аппаратов.

Основными аппаратами установок ГФУ является абсорбер, десорбер, ректификационные колонны, теплообменные аппараты, сепараторы и емкости.

Массообменные процессы (ректификация, абсорбция, экстракция и др.) относятся к наиболее энергоемким и металлоемким: более 50 % энергии расходуется на их осуществление, около 15 % от общей массы оборудования технологической линии составляют колонные аппараты.

Контактные устройства массообменных аппаратов имеют: высокую производительностью по пару и жидкости и эффективность разделения; низкое гидравлическое сопротивление; широкий диапазон устойчивой работы; высокая

надежность и долговечность, в том числе и в условиях загрязненных сред, сред с повышенной вспениваемостью и т.д.

В нефтеперерабатывающей промышленности основным типом контактных устройств являются тарельчатые устройства, которые, благодаря их простоте, относительно низкой стоимости, надежности и удобству в эксплуатации, нашли широкое применение практически во всех процессах разделения.

В процессах ректификации широко применяют перекрестно-прямоточные клапанные тарелки. Основная особенность их состоит в том, что на полотне тарелки расположены клапаны прямоугольной формы, над которыми размещен общий для всех клапанов подвижной балласт. Наличие подвижного балласта обеспечивает равномерное открытие всех клапанов при минимальных нагрузках по пару и регулируемый переход от перекрестного движения фаз к однонаправленному при больших нагрузках по пару. Благодаря такому конструктивному решению клапанная балластная тарелка по сравнению с клапанной прямоточной значительно раньше вступает в работу и имеет во всем диапазоне на 15-20 % более высокую эффективность разделения и на 10-15 % ниже гидравлическое сопротивление. Использование прямоугольных клапанов, вместо круглых, позволило на 30 % снизить отходы металла (один прямоугольный клапан эквивалентен восьми круглым), сократились на 25 % трудовые затраты на сборку тарелки. По своим массообменным и гидродинамическим характеристикам клапанная балластная тарелка имеет широкую область применения, но наиболее предпочтительна она для процессов разделения под вакуумом и умеренным давлением.

Для процессов разделения, в которых требуется обеспечить низкое гидравлическое сопротивление используется ситчатая тарелка с отбойниками. Такие тарелки отличаются высокой производительностью по жидкости, простотой конструкции и сравнительно небольшой металлоемкостью. По принципу действия тарелка относится к классу перекрестно-прямоточных конструкций. Основание тарелки выполнено из просечно-вытяжного листа, ячейки которого имеют наклон  $30^\circ$  и обращены в сторону слива жидкости, благодаря чему часть энергии пара используется для организации движения жидкости по тарелке, обеспечивая равномерную работу по всей ее плоскости. Для предотвращения уноса жидкости на тарелке поперек движения жидкости установлены отбойные элементы из просечно-вытяжного металла с большим свободным сечением. Ситчатая тарелка обладает низким гидравлическим сопротивлением, высокой производительностью и эффективностью. Недостаток конструкции - относительно узкий диапазон эффективной работы.

Таким образом, для проектируемой установки газофракционирования выбираем экстрактор с ситчатыми тарелками, деэтанализатор с клапанными тарелками, который работает в режиме абсорбции (неполной конденсации верхнего продукта); дебутанизатор, пропановая колонна, изобутановая колонна - с клапанными тарелками.



Для выбранного основного оборудования подберем теплообменные аппараты. Наиболее характерным признаком для классификации теплообменных аппаратов является их назначение: нагрев, охлаждение, конденсация, испарение жидкостей, газов или их смесей.

В нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности распространение получили поверхностные рекуперативные теплообменные аппараты, позволяющие осуществлять теплообмен без смешения потоков теплоносителей. Из аппаратов этой группы в нефтепереработке наиболее широко применяются кожухотрубчатые теплообменные аппараты, аппараты воздушного охлаждения и теплообменники труба в трубе.

Выбираем кожухотрубчатые теплообменные аппараты.

Перекачка жидких продуктов является одной из основных операций, осуществляемых в технологических процессах нефтеперерабатывающей промышленности. Перекачка производится при помощи насосов, подразделяемых по принципу действия на лопастные, у которых перемещение жидкости производится непрерывным потоком за счет энергии лопасти вращающегося колеса, и объемные, у которых подача жидкости осуществляется за счет перемещения ее отдельных объемов в нагнетательный трубопровод.

Основные типы лопастных насосов - центробежные, осевые, диагональные; объемных - поршневые, плунжерные, винтовые, шестеренные, пластинчатые и др. Из числа лопастных насосов на нефтеперерабатывающих заводах наибольшее применение имеют центробежные, из числа объемных - поршневые(плунжерные), шестеренные, вихревые.

Центробежные насосы имеют следующие преимущества: непрерывность потока, небольшая занимаемая площадь, относительная простота конструкции и составляют основную часть насосного хозяйства нефтеперерабатывающего завода. По роду перекачиваемой жидкости центробежные насосы НПЗ подразделяются на:

- нефтяные - для перекачки нефти, нефтепродуктов, сжиженных газов;
- химические - для перекачки химически активных жидкостей;
- насосы общего назначения - для перекачки воды и других жидкостей (применяются в общезаводском хозяйстве).

Выбираем центробежные консольные насосы.

## **2.7 Расчет основного оборудования**

### **2.7.1 Расчет изобутановой колонны газодиффузионной установки**

Рассчитать изобутановую колонну при следующих исходных данных: производительность колонны по сырью  $G_c=22420$  кг/ч; сырье подается в аппарат в виде кипящей жидкости; температура охлаждающей воды  $t_w=25^\circ\text{C}$ .

В таблице 2.12 приведен состав питания колонны.

- 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. Исходя из местных условий (грунтовые воды располагаются на глубине от 5 до 9 м) устанавливаем фундаменты монолитные. Для каждой колонны каркаса проектируем отдельный фундамент с подколонниками стаканного типа, используем бетон марки В25.

Чертеж фундамента под изо-бутановую ректификационную колонну приведен на графическом листе 4.

При выборе строительного материала для конструкций здания руководствуемся требованиями прочности, долговечности, удобства возведения, стойкости к воздействиям атмосферной среды, эксплуатационным воздействиям, огнестойкости. Основным материалом 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 м<sup>2</sup> на одного работающего, но не менее 10 м<sup>2</sup>. 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 неventилируемую кровлю, включающую в себя послойно снизу вверх:

- пароизоляция;
- полужесткие минерало-ватные плиты;
- стяжку из цементного раствора;
- три слоя рубероида на битумной мастике;
- гравий, втопленный в мастику.

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

Двери промышленного здания согласно ГОСТ 14624-84 по назначению: эвакуационные, транспортные и запасные. Двери деревянные, размером 1х2,4 м и 1,2х2,4 м. По месторасположению они наружные и внутренние. По способу открытия распашные, одностворчатые и двустворчатые.

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 1,5х1,2 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 5000х3600 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. [27, 28, 29, 30, 33].

### **3.3 Размещение оборудования**

Оборудование размещаем на открытой площадке, так как газофракционирующая установка 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 ЛВЖ и 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 металлопроката. По технике безопасности предусмотрено перильное ограждение площадок обслуживания высотой 1250 мм. Чертеж площадок обслуживания изо-бутановой ректификационной колонны приведен на графическом листе 6.

Компоновку технологического оборудования выполняем исходя из следующих условий:

- ширина основных проходов по фронту обслуживания предусматриваем 2 м;
- возможность проезда транспорта для ремонта оборудования и т.д.;
- металлические лестницы к площадкам по высоте колонн и реакторов выполнены шириной 0,9 м [28]. Минимальные расстояния для проходов определены между наиболее выступающими деталями оборудования, а также с учётом устройства для него фундаментов, изоляции, ограждения.

### **4 Генеральный план и транспорт**

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту размещаем в 10 км от г. Оренбурга на территории Оренбургской области, так как этот регион является крупным промышленным центром с большим скоплением потребителей продукции данного НПЗ. Для размещения завода выбираем земли несельскохозяйственного назначения.

Область имеет умеренно-континентальный климат. Средняя температура воздуха в январе -12С, в июле +20С. Среднегодовое количество осадков составляет 430 мм. Выпадают преимущественно на атмосферных фронтах циклонов. Высокие температуры лета и длинный вегетационный период. Территория области лежит в пределах степной зоны. По характеру поверхности территория области представляет собой равнину, расчлененную долинами рек и балками.

НПЗ является источником загрязнения атмосферного воздуха, поэтому при размещении завода относительно жилой застройки учитываем преобладающее направление ветра. Господствующее направление ветра – восточное. Направление преобладающих ветров принимаем по розе ветров, которая построена по данным метеослужбы Оренбургской области.

В таблице 5.1 приведена схема распределения ветров по направлениям и повторяемости в январе.

Таблица 5.1 - Схема распределения ветров по направлениям и повторяемости в январе

Направление ветра в январе	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
% повторяемости ветра	4	20	40	5	2	8	7	14
Средняя скорость ветра	2	6	5	3	2	5	4,5	3,5

В таблице 5.2 приведена схема распределения ветров по направлениям и повторяемости в июле.

Таблица 5.2 - Схема распределения ветров по направлениям и повторяемости в июле

Направление ветра в июле	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
% повторяемости ветра	5	20	30	4	1	10	20	10
Средняя скорость ветра	2	4,5	4	3	2,5	4	4,5	3,5

#### 4.1 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 обратного 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 [29].

#### **4.2 Присоединение установки к инженерным сетям**

По территории НПЗ проложено значительное число трубопроводов и инженерных сетей (сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и КИП). При разработке генерального плана проектом предусмотрено прохождение инженерных сетей по кратчайшему направлению и разделение их по назначению и способам прокладки. Инженерные сети запроектированы по минимально допустимым расстояниям с учетом условий монтажа и ремонта сетей, требований [34].

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещены в полосе, расположенной между внутривозводскими 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 [29].

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

При проведении вертикальной планировки проектом предусмотрено снятие (в насыпях и выемках), складирование и эффективное временное хранение

плодородного слоя почвы, который затем используется по усмотрению органов, предоставляющих в пользование земельные участки.

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

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

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

#### **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 пользования; к внутреннему транспорту относятся транспортные устройства, расположенные на территории завода.

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

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

Внутризаводские автодороги в зависимости от назначения подразделяются на магистральные, производственные, проезды и подъезды. Магистральные дороги обеспечивают проезд всех видов транспортных средств и объединяют в общую систему все внутризаводские дороги. Продольные и поперечные уклоны проездов и подъездов не превышают нормативно допустимых, согласно требованиям [31, 32].

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 и озеленение промышленной площадки**

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

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

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

Основным элементом озеленения предприятия является газон.

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

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

Генеральный план НПЗ приведен на графическом листе 1.

#### **5 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.



Установка основного и вспомогательного оборудования проектируемой части технологической схемы предусматривается на открытой технологической площадке (кристаллизаторы, теплообменники, водяной холодильник) без постоянных рабочих мест.

### **5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов проектируемой установки**

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.

Наиболее опасными местами на установке являются: помещение насосной; участок колонной аппаратуры (токсическое воздействие углеводородных газов); участок теплообменной аппаратуры (повышенный уровень инфракрасной радиации); участок воздушных холодильников (повышенный уровень шума).

Анализ контроля токсичных веществ осуществляет газоспасательная служба объединения с периодичностью три раза в неделю на наличие углеводородов в воздухе рабочей зоны помещения насосной, участков: колонной аппаратуры, теплообменной аппаратуры и воздушных холодильников.

При недостаточном освещении рабочих мест и территории установки возрастает опасность совершения ошибочных действий персоналом и увеличивается вероятность несчастных случаев. По данным отдела охраны труда до 5 % травм происходит по причине недостатка освещения, а в 20% случаев оно способствовало их возникновению.

Кроме того, при плохом освещении человек быстро устает, его работоспособность и внимательность снижаются [24].

Основными источниками шума и вибрации на производстве являются приборы и оборудование (насосы, компрессоры, электроприводы вакуум-фильтров, и др.), уличный шум. Превышение уровня шума приводит к потере внимательности и быстрой утомляемости обслуживающего персонала [5].

На установке газофракционирования используется напряжение электрического тока 380 В (приводы насосов, воздушных холодильников). Поэтому отделение насосной относится к помещениям – особым по поражению электрическим током.

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.

На проектируемой установке газофракционирования возможны следующие аварийные ситуации: выход из строя насоса, прекращение подачи электроэнергии, прекращение подачи воды, воздуха, пара, загорание нефтепродуктов в колонне, загазованность в насосной, разгерметизация трубопровода.

По основному виду экономической деятельности данная установка относится ко II классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3 % к начисленной оплате труда.

## **5.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании**

Оренбургская область, в которой будет располагаться НПЗ, имеет умеренный резко-континентальный климат. Основная особенность – тёплое лето и суровая зима. Среднегодовая температура +5,9 °С. Средняя температура августа +22 °С. Средняя температура января -13 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 700 мм.

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.

## **5.3 Санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования**

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 м<sup>2</sup> на одного работающего, но не менее 10 м<sup>2</sup>. В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, помещения для обработки, хранения и выдачи спецодежды, а также устройства питьевого водоснабжения [19].

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 [20].

### 5.3.1 Защита от шума и вибрации

Источниками шума на установке являются приборы и оборудование (насосы, компрессоры, электроприводы и др.), уличный шум. Уровень шума не должен превышать норматива 80 дБА.

Снижение шума достигают установкой глушителей на воздуходувах, всасывающих трактах, магистралях выброса и перепуска воздуха; звукоизолирующих кожухов на электродвигателях [5].

По параметрам шума производственного помещения операторной установки газофракционирования (таблица 6.1) устанавливаем 1 класс (оптимальный) напряженности труда легкой степени [21].

В таблице 6.1 приведены параметры шума производственного помещения операторной установки депарафинизации.

Таблица 6.1 – Параметры шума производственного помещения операторной установки депарафинизации

Место проведения измерения	Время воздействия шума, ч.	Характер шума по						Эквивалентный уровень звука в дБА (факт)	Предельно допустимый уровень звука, дБА
		спектру		временным характеристикам					
		широкополосный	тональный	постоянный	колеблющийся	прерывистый	импульсный		
Здание операторной	8	+	-	+	-	-	-	70	80

Согласно данным таблицы 10 уровень шума находится в допустимых пределах. Условия труда считаются допустимыми.

Источниками вибрации на установке являются вентиляционные системы, аппараты воздушного охлаждения, насосы, трубопроводы.

Проектом предусмотрены мероприятия, снижающие вибрацию. Фундаменты под насосы и воздушные конденсаторы-холодильники делают заглубленными и изолируют со всех сторон демпфирующими вибрации материалами (асбестом, шлаком, войлоком, пробкой). Уменьшение вибрации кожухов электродвигателей, ограждений и других деталей, выполненных из

стальных листов, достигается виброизоляцией – путем нанесения на них слоя резины, пластика, битума, вибропоглощающих мастик, которые рассеивают энергию колебаний [7].

### **5.3.2 Средства индивидуальной защиты**

К индивидуальным средствам защиты персонала относятся:

- нательное белье (при ремонтных работах внутри вакуум фильтров), костюмы хлопчатобумажные, ботинки, рукавицы, головные уборы, каски, фильтрующий противогаз с фильтром АВЕК-1 [15];

- для органов слуха – «беруши» [8];

- для защиты глаз – защитные очки или противогазная маска.

На установке имеются комплекты рабочих и аварийных шланговых противогазов марки ПШ-1, и фильтрующие противогазы [12].

### **5.3.3 Требования к производственному освещению**

На установке газофракционирования 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. В помещении насосной с наличием источника выделения вредных газов создается 12-ти кратный обмен воздуха, помещениях без источника выделения вредных газов создается 5-ти кратный обмен воздуха.

Параметры освещения производственных помещений операторной даны в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры освещения производственных помещений операторной установки

Наименование рабочего места	Время работы, ч	Разряд зрительных работ	Естественное освещение, КЕО, %		Искусственное освещение, Е, лк.		Коэфф. Пульсации, %		Отраженная блесккость	
			Норма	Факт	Норма	Факт	Норма	Факт		
Здание операторной	За рабочим столом									
	6	IV В	0,8	1,1	200л.л	360	20	6,8	Отс.	
	За рабочим столом с ВДТ									
	2	III В	1,1	1,3	300-500	350	5	3,4	Отс.	

Из таблицы 6.2 видно, что освещение в операторной соответствует норме.

### 5.3.4 Требования к производственной вентиляции

Установка газодиффузионирования 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.

В помещении насосной с наличием источника выделения вредных газов создается 12-ти кратный обмен воздуха, помещениях без источника выделения вредных газов создается 5-ти кратный обмен воздуха.

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 [14, 20].

### 5.4 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 [11].

Учитывая технологические и конструктивные особенности установки, установлены стержневые молниеотводы.

Газофракционирующая установка находится на открытой площадке в местности с интенсивностью грозовой деятельности 20-40 часов в год. Среднегодовую грозовую деятельность находим по карте среднегодовой продолжительности гроз в часах на территории.

## **5.5 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 организации 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 Ростовской области омывается морем. В случае наводнения возникает опасность затопления автомагистралей с последующим нарушением транспортного сообщения, что отрицательно повлияет 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 возгорания 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 рассредоточении 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 [27].

## **5.6 Противопожарные мероприятия**

Для локализации газовых выбросов и ограничения образования топливовоздушных облаков установлены стационарные системы паротушения с подводом через коллекторы к блокам колонн, теплообменной аппаратуре, емкостям.

Пускатели насосных агрегатов пенотушения, вентили и задвижки для включения систем паротушения на установке установлены в доступных и безопасных местах (вне помещений), окрашены в красный цвет, имеют таблички с указанием их назначения [18].

Для тушения возникших очагов пожара установка обеспечена огнетушителями ОХП-10, ОУ-10, порошковыми огнетушителями ящиками с песком, носилками, лопатами, кошмой, шлангами паровыми, лафетными стволами водяного пожаротушения. Тушить огнетушителем ОХП-10 не отключенные электрические сети и оборудование строго запрещено во избежание поражения электрическим током. Для тушения небольших очагов загорания применяется также песок, который должен быть сухим. Он хранится в специальных ящиках, оборудованных лопатой и носилками.

В случае возникновения на установке аварии с целью ее ликвидации будут задействованы аварийные службы – ВГСО, отряд пожарной охраны. Для вызова пожарных подразделений и расчетов к очагу пожара на установке используют телефонную связь, в том числе и прямую.

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 [18].

## **5.7 Экологичность проекта**

Источники вредных выбросов в атмосферу на нефтеперерабатывающем заводе – резервуары с нефтью и нефтепродуктами, очистные сооружения, технологические установки. Основными вредными веществами, выбрасываемыми

в атмосферу, являются углеводороды, сероводород, окись углерода, аммиак, фенол, окислы азота, окислы серы, нефтяные кислоты.

Для установки газофракционирования непредельных углеводородов характерны твердые и жидкие отходы, сточные воды и выбросы в атмосферу. Характеристика источников загрязнения сточных вод приведена в таблице 6.3 [24].

Таблица 6.3– Характеристика источников загрязнения сточных вод

Наименование стока	Удельная норма выброса на ед. сырья, м <sup>3</sup> /т	Количество образующихся вод	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность сбросов	Местосброса	Установленная норма содержания загрязнений в стоках, мг/л
Утечка эмульсионной воды от насосов Н-7÷Н-2	0,04	3,0	Отводятся на очистные сооружения	Постоянно	В сеть промливневой канализации	нефтепродукты 150

Характеристика жидких отходов приведена в таблице 6.4 [24].

Таблица 6.4– Твердые и жидкие отходы

Наименование отхода	Место складирования, транспорт	Периодичность образования	Условия (метод) и место захоронения, обезвреживания, утилизация
Отработанный раствор щелочи	Коллектор сернисто-щелочных стоков	По мере снижения концентрации	На механическую очистку, на очистные сооружения НПЗ
Обтирочный материал, загрязненный нефтепродуктами	Металлические контейнеры, V=1 м <sup>3</sup>	При техническом обслуживании насосов	Термическое обезвреживание на установке «Факел»

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.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы разработан проект установки газофракционирования производительность 400 тыс. тонн в год.

В проекте были решены следующие задачи:

- разработана технологическая схема по варианту «Топливная глубокой переработкой нефти», рассчитан материальный баланс предприятия;
- изложено обоснование выбранной схемы, рассчитано и подобрано (из стандартных) технологическое оборудование;
- разработаны строительные решения и генеральный план завода;
- уделено внимание безопасности и экологичности проекта;

Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи – на графических листах.

В целом установка выполняет все технологические функции и необходима для нормальной работы нефтеперерабатывающего завода.

Руководствуясь всеми представленными выше показателями, можно говорить о том, что данная установка имеет полное право на проектирование и внедрение.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВТ - атмосферно-вакуумная перегонка;  
ВСГ - водородосодержащий газ;  
ГФУ - газофракционирующая установка;  
ДТ - дизельное топливо;  
КПД - коэффициент полезного действия;  
МЭА - моноэтаноламин;  
НПЗ - нефтеперерабатывающий завод;  
ПАВ - поверхностно-активные вещества;  
УВ - углеводороды;  
ЧС - чрезвычайная ситуации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа. / С. А. Ахметов - Москва: Химия, 2002. - 672 с.
- 2 Мановян, А. К. Технология переработки природных энергоносителей. / А. К. Мановян - Москва: Химия, КолосС, 2004. - 456с.
- 3 Бекиров, Т. М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. / Т. М. Бекиров - Москва: Недра, 1980.-293 с.
- 4 Каминский, Э. Ф. Глубокая переработка нефти. Технологические и экологические аспекты / Э. Ф. Каминский, В. А. Хавкин - Москва: Техника, 2001.-384 с.
- 5 Поляков, Б. В. Разработка поточной технологической схемы и материального баланса НПЗ и НХЗ на базе нефтей Восточной Сибири. Учебное пособие по курсовому проектированию. / Б. В. Поляков - Красноярск: СибГТУ, 2003. - 55 с.
- 6 Бондаренко, В. И Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. / Под редакцией В.И. Бондаренко - Москва: Химия, 1983. - 128 с.
- 7 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии: Учебник для вузов. / А. Г. Касаткин - 11-е изд., стереотипное, доработанное. Перепеч. С изд. 1973 г.- Москва: ООО ТИД «Альянс», 2005 .-753 с.
- 8 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.
- 9 Кузнецов, А. А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. - Москва: / А. А. Кузнецов, Е. Н. Судаков Химия, 1983.-224 с.
- 10 Технологические расчеты установок переработки нефти. / Танатаров М. А., Ахметшина М. Н., Фасхутдинов Р. А. и др. Учеб. пособие для вузов. - Москва: Химия, 1987. - 352 с.
- 11 Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии / Р. Т. Эмирджанов, Р. А. Лемберанский Учеб. пособие для вузов. - Москва: Химия, 1989. - 192 с.
- 12 Огородников, С.К Справочник нефтехимика. / С.К. Огородников.- Москва: Химия, 1978.-496 с.
- 13 Справочник нефтепереработчика: Справочник/Под ред. Г. А. Ластовкина, Е. Д. Радченко, М. Г. Рудина и др. - Москва: Химия, 1986.-648 с, ил.
- 14 Сборник номограмм для химико-технологических расчетов. / Чернышев А. К., Поплавский К. Л., Заичко Н. Д и др.- Москва: Химия, 1969.- 279 с.
- 15 Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии / Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. и др. - Москва: ООО ИД «Альянс», 2006 .-576 с.

16 Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. / Н. Б. Варгафтик - Москва: Физматгиз, 1963.-708 с.

17 Вукалович, М. П. Теплофизические свойства воды и водяного пара. / М. П. Вукалович - Москва: Машиностроение, 1967.-160 с.

18 Зингель, Т. Г. Приборы и средства автоматизации: Справочное пособие к практическим занятиям, курсовому и дипломному проектированию для студентов всех специальностей и форм обучения. / Т.Г Зингель - Красноярск: СибГТУ., 2000. - 258 с.

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

20 Зингель, Т. Г. Системы управления химико-технологическими процессами. Функциональные схемы автоматизации: Учебное пособие для практических занятий, курсового и дипломного проектирования для студентов химико-технологических специальностей всех форм обучения. / Т.Г Зингель – Красноярск: СибГТУ, 2004. - 212 с.

21 Датчики температуры Комплектные поставки. Тематический каталог №4. -Челябинск: Промышленная группа «Метран», 2006 - 328 с.

22 Функциональная аппаратура. Вторичные приборы. Тематический каталог №5. - Челябинск: Промышленная группа «Метран», 2001 - 120 с.

23 Датчики давления. Комплектные поставки. Тематический каталог №1. - Челябинск: Промышленная группа «Метран», 2006 - 311 с.

24 Реле и автоматика: краткий справочник по текущему ассортименту 2004 г. – Москва, 2004. - 80с.

25 Михайличенко, А. И. Основы проектирования химических производств: Учебник для вузов/ Под ред. А.И. Михайличенко. – Москва: ИКЦ «Академкнига», 2005. - 332 с.

26 Макаревич, В. А. Строительное проектирование химических предприятий / В. А. Макаревич. - Москва: Высшая школа, 1977. - 208 с.

27 Рудин, М. Г. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов/ М. Г. Рудин, Г. Ф. Смирнов.- Москва: Химия, 1984.- 256 с.

28 Берлинов, М.В. Основания и фундаменты. Учебник для вузов. / М.В Берлинов, 3-е изд. Москва: Высшая школа, 1999. - 319 с.

29 СНиП II-89-80\* Генеральный план промышленных предприятий». – Москва: Минстрой России, 1995. - 9 с.

30 СНиП 2.05.02-85\* «Автомобильные дороги». – Москва: Минстрой России, 1995.-10 с.

31 СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий». – Москва: Минстрой России, 1995. - 12 с.

- 32 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». - Москва: ГУГПС МВД России, 1995. - 25 с.
- 33 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - Введ. 01.08.2009 - Москва : Стандартиформ, 2009. - 12 с.
- 34 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - Введ. 16.07.2002. - Москва : Стандартиформ, 2002. - 14 с.
- 35 ГОСТ 12.1.003-89\* ССБТ Шум. Общие требования безопасности. С изм.№1 - Введ. 01.12.1989 г. - Переиздание 01.01.1996 г. - 12 с.
- 36 ГОСТ 12.1.005-88\* ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. - Введ. 01.07.1990 – Переиздание 20.06.2000 г. - 15 с.
- 37 ГОСТ 12.1.012 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - Введ. 22.03.2005. – Москва: 2007.-20 с.
- 38 ГОСТ 12.1.030-81\* ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. - Введ. 21.06.1989. - Москва: 2007.- 16 с.
- 39 ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током. - Введ. 22.03.2005. - Москва: 2000 - 13 с.
- 40 Правила устройства электроустановок. Москва: ЗАО «Энергосервис», 2000.- 608 с.
- 41 НТБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. - Москва: ГУГПС МВД России, 1995.-25 с.
- 42 И-72 «Инструкция по устройству зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».-5 с.
- 43 ГОСТ 12.0.004 ССБТ Организация обучения безопасности труда. Общие положения. - Введ. 22.05.2005. - Москва: 2007.-13 с.
- 44 ГОСТ 12.4.021-75\* ССБТ Системы вентиляционные. Общие требования безопасности. Введ. 07.08.2004. - Москва: 2007.-13 с.
- 45 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. ПБ 10-115. Москва.: ПиО ОБТ, 1996.-242 с.
- 46 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Москва.: Минстрой России, 1995.-35 с.
- 47 Нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и другие средства индивидуальной защиты, том 1. Министерство труда и социального развития Российской Федерации, Москва 1998 г.-98 с.
- 48 ГОСТ Р 12.4.095 -99\* ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация. - Введ. 13.03.2007. - Москва: 2008. - 20 с.
- 49 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. - Введ. 21.04.2000. – Москва: 2007.-11 с.
- 50 СНиП 31-03-2001 Производственные здания./ Госстрой России, - Москва: ГУП ЦПП, 2001.- 10 с

- 51 СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. - Москва: Госстрой СССР, 1988. - 17 с.
- 52 СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.- Москва: Госкомсанэпиднадзор России, 2001-25 с.
- 53 ГОСТ 12.3.002 ССБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности . - Введ. 22.03.2005. – Москва: 2007.-20 с.
- 54 Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6Ус Ачинского НПЗ. Книга 5. Секция 400 – ГФУ
- 55 НПБ 110-99 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащее защите автоматическими установками тушения и оборудования пожаров. -Москва: ГУГПС МВД России, 1995.-15 с.
- 56 СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Госстрой СССР, 1997. - 19 с.
- 57 НПБ 88-01 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.- Москва: ГПС МВД РФ, 2001.-44 с.
- 58 НПБ 166-97 Пожарная техника. Огнетушители переносные. Основные показатели и методы испытаний. -Москва: ГУГПС МВД России, 1995.-35 с.
- 59 Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочное издание. / А. Н. Баратов, А. Я. Корольченко, Е. Н. Иванов и др. – Москва: Химия, 1987.–272 с.
- 60 СанПиН 2.2.1/2.1.1.567-96. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и объектов. – Москва: Минздрав России, 1997. - 47 с.
- 61 Федеральный закон «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» №68-ФЗ от 21.12.1994г – 10 с.
- 62 Постановление правительства РФ №1113 «О Единой государственной системе предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера» от 05.11.1995 г. - 4 с.
- 63 Федеральный закон «О гражданской обороне» от 12.02.1998г. №28-ФЗ - 10 с.
- 64 Федеральный закон «О борьбе с терроризмом» от 25.06.1998г. №130-ФЗ -10 с.
- 65 Безопасность и экологичность проекта: Методические указания к выполнению раздела в дипломных проектах (работах) для студентов химико-технологических специальностей всех форм обучения/ В.Г. Горчакова, В.С. Петров, Е.С. Ставиский – Красноярск: КГТА, 1996. - 28с.